

**ETUDES DES AVARIES DE RESISTANCES DE MISE A LA
TERRE SUR LES TRANSFORMATEURS HTB/HTA DES
POSTES SOURCES DE CÔTE D'IVOIRE**

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU

**DIPLÔME D'INGENIEUR 2iE AVEC GRADE DE MASTER
SPECIALITE
GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE**

Présenté et soutenu publiquement le 17 Janvier 2018 par

N'bali Lanoy KONAN

Travaux dirigés par :

Ing. Erickson AKPOUE

Chef de service Exploitation et Retour
d'Expérience, Compagnie Ivoirienne
d'électricité (CIE)

Maître de stage

Dr Ahmed BAGRE

Enseignant-Chercheur à 2iE/Département
de Génie Electrique, Energétique et
Industriel (GEEI)

Encadreur

Jury d'évaluation du stage :

Président : Ing. Justin Bassolé

Membres et correcteurs : Dr Ahmed BAGRE
Dr Moussa SORO

Promotion [2016/2017]

CITATIONS

“C’est dur d’échouer, mais c’est pire de n’avoir

jamais essayé de réussir. Dans cette vie,

On n’obtient rien sans effort”

Théodore Roosevelt.

DEDICACES

✚ À celui qui était, qui est et qui vient...,

✚ À mes chers parents, pour leur soutien inconditionnel, leur amour qui sera éternel.
Très reconnaissant pour les sacrifices qu'ils ont faits pour moi, qu'ils trouvent ici un
modeste témoignage de mon indéfini tendresse. Sans eux, je n'en serais pas là,

✚ Merci également à tous les membres de ma famille élargie, qui ont toujours été présent
à mes côtés et que je n'ai jamais oublié,

✚ À mon petit-frère Landry, et à ma Grande-sœur Josiane,

✚ Ma dernière pensée va enfin à mes grands-parents, qui m'ont aimé depuis le
commencement. Qu'ils reposent en paix, et en fierté.

À Je est un autre,

REMERCIEMENTS

Je tiens tout d'abord à remercier **la Compagnie Ivoirienne d'Electricité** en abrégé CIE et particulièrement la Direction du Transport de l'Energie et des Télécommunications (**DTET**) à travers sa Sous-Direction de l'Exploitation (SDX) pour m'avoir accueilli durant ces cinq mois et de m'avoir donné l'opportunité de découvrir les métiers d'Ingénieur Electrotechnique.

C'est avec beaucoup de sincérité que j'exprime ma profonde gratitude à Monsieur APKOUE Erickson, Ingénieur-Chef de service Exploitation et Retour d'Expérience, mon maître de stage, qui a rendu possible ce travail de mémoire de par ses orientations, ses observations et ses critiques constructives.

A Monsieur AHOGO Aristide Simon Kouakou-Cadre Technique Ingénierie Maintenance et Exploitation, et Monsieur Ouattara GBAMELE-Ingénieur Qualité Produit, grand merci en ce sens qu'ils n'ont ménagé aucun effort pour mettre à ma disposition les informations nécessaires surtout en me faisant profiter de leur expérience.

Remerciements à Monsieur AISSI Cristel, le Sous-Directeur du service Exploitation, et les différents Responsables et chefs de sections, pour leur accueil sympathique.

Merci à Monsieur BADI GRODJI Jean-Responsable Contrôle qualité dans le service Hall transformateur, à Monsieur KONE Aly du service Contrôle Commande, et Monsieur YOUAN BI YOUAN Alain du service Thermo-vision, pour leur collaboration et leur aide.

Mention particulière à tous mes enseignants, qui m'assuraient une bonne base théorique. Une pensée envers Dr Ahmed BAGRE, Enseignant-chercheur au département Génie Electrique, Energétique et Industriel à 2iE pour son encadrement. Votre compréhension, vos conseils et encouragement au travail, votre promptitude mais surtout votre disponibilité m'a amené à bout.

Mes remerciements vont également aux membres du jury, pour l'intérêt qu'ils ont porté sur notre travail en acceptant d'examiner notre mémoire et de l'enrichir par leurs recommandations.

J'adresse par ces humbles mots, toute ma reconnaissance à tous mes proches et amis, qui m'ont toujours encouragé au cours de la réalisation de ce mémoire.

Merci à tous.

AVANT-PROPOS

L'Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE) est un établissement d'enseignement supérieur et de recherche basé à Ouagadougou au Burkina Faso. Sa création en 2006, résulte de la fusion et restructuration des écoles inter-États EIER (École d'Ingénieurs de l'Équipement Rural) et ETSHER (École des Techniciens de l'Hydraulique de l'Équipement Rural), créées respectivement en 1968 et 1970 par 14 États d'Afrique de l'Ouest et du Centre pour former des ingénieurs spécialisés dans les domaines de l'équipement et de l'hydraulique. Aujourd'hui, 2iE forme des ingénieurs de travaux (Bachelor) et Ingénieur (avec le grade de master) dans les domaines de l'Eau et assainissement, Génie Electrique et Energétique et Génie Civil et Hydraulique.

La professionnalisation des formations exige des stages en entreprise ou en laboratoire de recherche tout au long de la formation. C'est pour satisfaire une des conditions pour l'obtention du diplôme d'ingénieur que le stage dont le rapport est présenté a été effectué à la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE) précisément à la Sous-Direction de l'Exploitation (SDX) de la Direction des Transports d'Energie et des Télécommunications (DTET). Ce stage s'est déroulé dans la période du 24 Juillet 2017 au 24 décembre 2017, et a eu pour thème :

**« ETUDES DES AVARIES DE RESISTANCES DE MISE A LA TERRE SUR LES
TRANSFORMATEURS HTB/HTA DES POSTES SOURCES DE COTE D'IVOIRE ».**

ABREVIATIONS

Une lettre peut avoir plusieurs significations, toutefois le contexte n'autorisera aucune confusion.

2iE : Institut International d'Ingénierie de l'Eau et d'Environnement

A : Ampère

ANARE : Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'électricité

BT : Basse Tension

CEI : Commission Electrotechnique International

CIE : Compagnie Ivoirienne d'Electricité

CIPREL : Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité

CI-ENERGIE : La société des Energies de Côte d'Ivoire

DG : Direction Générale

DCRH : Direction Centrale des Ressources Humaines

DL : Direction de la Logistique

DI : Direction Informatique

DCG : Direction Contrôle De Gestion

DRTET/A : La direction régionale de la CIE d'Abidjan

DRTET/B : La direction régionale de la CIE de Bouaké

DRTET/M : La direction régionale de la CIE de Man

DTD : Pôle Direction Technique et Distribution

DEC : Pôle distribution

DED : Pôle distribution

DME : Direction des Mouvements d'Energie

DPE : Direction de la Production et de la Production Hydraulique

DTET : Direction des Transports d'Energie et des Télécommunications

DTR : Détecteur terre résistance

EECI : Energie Electrique de Côte d'ivoire

EPATR : Ensemble de Protections Ampèremétriques homopolaires de Terre Résistante à temps dépendant alimenté par un tore.

EPAMI : Ensemble de Protections Ampèremétrique à Maximum d'intensité

END : Energie Non Distribuée

FCFA : Francs des Colonies Françaises d'Afrique

HTA : (Haute Tension **A**) Domaine de tension dont la valeur nominale en courant alternatif est comprise entre 1000 volts et 50000volts (se reporter à la norme UTE C18-510).

HTB : (Haute Tension **B**) Domaine de tension dont la valeur nominale en courant alternatif est supérieure à 50000volts (se reporter à la norme UTEC 18-510).

ISO : International Standard Organisation

kV : Kilovolt

MVA : Méga voltampère

MW : Mégawatt

OHADA : Organisation pour l'harmonisation des Droits des Affaires

PTME : Pôle Production Transport et Mouvement d'Energie

QSE : **Qualité** Sécurité Environnement

RMALT : Résistance de mise à la terre

RSE : Responsabilité Sociétale des Entreprises

R : Résistance

SDX : Sous-direction Exploitation

SDM : Sous-direction Maintenance

SDTT : Sous-direction Télé-conduite et Transmission

TC : transformateur de courant

TT : transformateur de tension

Ω : Ohm

RESUME

Les exploitants des réseaux d'énergie électrique ont l'obligation d'assurer à tout moment, l'alimentation en énergie électrique, les usagers qui en font la demande. A cet effet, les réseaux doivent être capables d'évoluer en fonction des besoins et des impératifs techniques. La performance d'un réseau dépend de la disponibilité présentée par les différents constituants, par la manière de les concevoir, de les construire, de les maintenir et de les exploiter.

Les défauts sur le réseau électrique affectent les résistances de mise à la terre des transformateurs de puissance HTB/HTA des postes sources de Côte d'Ivoire. Ceux-ci subissent des arrêts fréquents pour des maintenances, engendrant une perte d'énergie de **11 392 MWh** de 2009 à 2016 soit une période de **7 ans**. L'analyse a révélé que, c'est l'extension des lignes HTA qui a altéré la sensibilité des protections.

Pour y parvenir, il a été nécessaire de faire un rappel sur les protections de transformateur et d'étudier les dispositifs de protection contre les surcharges, les courts-circuits et les défauts à la terre. Par la suite, à partir des fiches périodiques d'incidents, faire une analyse des avaries des RMALTs afin de proposer des solutions.

Mots clés :

- 1. Transformateur de puissance HTB/HTA**
- 2. Réducteurs de mesures**
- 3. Court-circuit**
- 4. Défauts à la terre**
- 5. Résistance de mise à la terre**

ABSTRACT

The owners of the networks of electric power have the obligation to ensure constantly, the supply electric power, the users who make the request of it. To this end, the networks must be capable of evolve/move according to the needs and technical requirements. The performance of a network depends on the availability presented by the various components, the manner of conceiving them, of building them, of maintaining them and of exploiting them.

The defects on the electrical supply network assign resistances of setting to the ground of the transformers of power HTB/HTA of the source stations of Côte.d'ivoire. Those undergo frequent stops for maintenances, generating a loss of energy of **11 392 MWh** of 2009 to 2016 is one **7 years** period. The analysis revealed that, it is the extension of the lines HTA which deteriorated the sensitivity of protections.

For that purpose, it was necessary to make a recall on protections of transformer and to study the devices safety against the overloads, the short-circuits and the defects with the ground. Thereafter, starting from the periodic cards of incidents, to make an analysis of the damages of RMALTs in order to propose solutions.

Keys Words:

- 1. Transformer of power**
- 2. Reducers of measurements**
- 3. Short-circuit**
- 4. Defects with the ground**
- 5. Ground resistance**

TABLE DES MATIERES

CITATIONS	i
DEDICACES	ii
REMERCIEMENTS	iii
AVANT-PROPOS	iv
ABREVIATIONS	v
RESUME	vii
ABSTRACT	viii
TABLE DES MATIERES	ix
LISTE DES TABLEAUX	xii
LISTE DES FIGURES	xiii
LISTE DES ANNEXES	xiv
INTRODUCTION	1
Chapitre 1 : PRESENTATION DU MILIEU DE STAGE (LA C.I.E ET LA DIRECTION D'ACCUEIL) / GENERALITES SUR LE THEME D'ETUDE	2
Introduction	2
A. Présentation de la CIE	2
B. Situation géographique.....	2
C. Situation et flux financiers de l'électricité en côte d'ivoire.....	2
1. Cadre réglementaire	2
2. Cadre institutionnel	3
D. Organisation de la CIE	3
1. Les directions fonctionnelles.....	3
2. Les directions opérationnelles	4
E. Présentation et organisation de la direction d'accueil : la Direction du Transport d'Energie et des Télécommunications (D.T.E.T).....	4
1. Présentation de la D.T.E.T	4
a. Objectifs	4
b. Structuration du réseau ivoirien.....	5
2. Organisation de la DTET.....	5
a. Présentation de la sous-direction Exploitation (S.D.X, Code d'exploitation (M46), la sous-direction d'accueil)	6
b. Organisation de la SDX	6
F. GENERALITES SUR LE THEME D'ETUDE	6

1. Contexte et justification de l'étude.....	6
2. Travail demandé.....	7
a. Objectif général.....	7
b. Objectifs spécifiques.....	7
3. Problématique.....	7
4. Matériels et méthodologie.....	7
a. Démarche générale du projet.....	7
b. Matériels.....	7
Chapitre 2 : MISES A LA TERRE ADOPTÉES PAR LE RESEAU ET SYSTEME DE PROTECTION.....	9
1. Architecture du réseau de la Côte d'Ivoire.....	9
2. Régime du neutre adopté par la C.I.E.....	10
3. Critère du choix.....	10
4. Système de protection.....	13
5. Chaîne générale d'un système de protection.....	19
Conclusion partielle.....	21
Chapitre 3 : CONSTITUTION, PROTECTION D'UN TRANSFORMATEUR HTB/HTA ET PROTECTION ARRIVEES ET DEPARTS HTA DES POSTES SOURCES.....	22
A. CONSTITUTION D'UN TRANSFORMATEUR HTB/HTA.....	22
1. Rôle des transformateurs de puissance.....	22
B. PROTECTION D'UN TRANSFORMATEUR HTB/HTA.....	23
1. Protections existantes de transformateurs HTB/HTA dans les postes sources Côte-d'Ivoire.....	23
2. Protection mécaniques.....	26
3. Protection électriques.....	29
C. PROTECTIONS ARRIVEES ET DEPARTS.....	31
1. Protections des arrivées HTA.....	31
2. Protections départ ou ligne HTA.....	32
Conclusion partielle.....	35
Chapitre 4 : ANALYSE DES AVARIES DES RMALTS.....	36
A. ANALYSE DES FICHES PERIODIQUES D'INCIDENTS SUR LES TRANSFORMATEURS 90/30 KV DES POSTES SOURCES.....	36
1. Tableau du nombre de défauts de RMALT de la période de 2009 à 2017.....	36
a. Problème constaté.....	40
b. Analyse du problème/Cumul du temps.....	40
B. FREQUENCE DE DECLenchement DES DISJONCTEUR PAR POSTE SOURCE.....	41
C. TYPES DE DECLenchements.....	42

D. ENERGIES NON DISTRIBUEES DUES AU DECLENCHEMENTS DES DEPARTS HTA...	43
E. PROPOSITIONS DE SOLUTIONS	44
1. Solution	44
2. Conditions de bon fonctionnement des RMALTs.....	45
3. Installations d'autres protections complémentaires de la mise à la terre du neutre HTA	45
4. Maintenance des transformateurs HTB/HTA.....	48
a. <i>Elaboration d'une politique de maintenance</i>	48
b. <i>Actions de maintenance préventive des équipements d'un poste HT / Fréquences d'intervention des transformateurs de puissance</i>	48
Conclusion partielle.....	52
CONCLUSION GENERALE	54
BIBLIOGRAPHIE	55
ANNEXES	56

LISTE DES TABLEAUX

<i>Tableau 1: Structuration du réseau ivoirien actuelle.....</i>	<i>5</i>
<i>Tableau 2: Sites visités pendant le stage.....</i>	<i>7</i>
<i>Tableau 3 : Domaines de tensions actualisées.....</i>	<i>9</i>
<i>Tableau 4: Cas des RMALTs brûlées.....</i>	<i>37</i>
<i>Tableau 5: Solution pour un bon rendement des transformateurs [7].....</i>	<i>49</i>

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Schéma institutionnel et flux financier du secteur de l'électricité ivoirien [3].	3
Figure 2 : Organigramme de la DTET.	5
Figure 3: Structures HTA [13].	10
Figure 4 : Régime du neutre adopté par la CIE pour les transformateurs 90/HTA-Schéma simplifié d'une mise à la terre/ Sources : Guide des schémas électriques/Schneider Electric	11
Figure 5: Résistance de mise à la terre (RMALT)/Sources : Internet.	11
Figure 6: Protection Sepam [6]	13
Figure 7: Différents types de courts-circuits [2].	15
Figure 8: Fiabilité d'une protection	18
Figure 9: Association en série/Sécurité augmente, Sécurité moindre.	18
Figure 10: Association en parallèle /Sécurité moindre, Sécurité augmente.	18
Figure 11: Utilisation d'un transformateur de mesure dans une chaîne de protection [14]	19
Figure 12: Transformateur de tension [4]	20
Figure 13 : Transformateur de courant [4]	20
Figure 14: Disjoncteur au SF6	20
Figure 15: Transformateurs de puissance/ Transformateur de répartition	23
Figure 16: Contraintes sur les transformateurs.	24
Figure 17: Protection d'un transformateur étoile-étoile-triangle 225 kV/90 kV	24
Figure 18: Protection des liaisons 90 kV et HTA d'un transformateur Yn/d mise en œuvre en 2014 [5].	25
Figure 19: Protection des liaisons 90 kV et HTA d'un transformateur de couplage Yn/yn mise en œuvre en 2014 [5].	25
Figure 20: Dispositif arrêt pompe.	27
Figure 21: Dispositif de détection de température.	27
Figure 22: Soupape de surpression.	27
Figure 23: Protection Masse- cuve	28
Figure 24: Placement d'un transformateur de type tore.	28
Figure 25: Protection de la liaison HTA (Partie transformateur HTB/HTA) [2].	29
Figure 26: Un parafoudre.	30
Figure 27: Eclateur.	30
Figure 28: Diagramme des cycles de réenclencheur [12].	35
Figure 29: Zones de protection du réseau de distribution HTA de la CIE [10]	35
Figure 30: Défauts successives sur un transformateur HTB/HTA.	40
Figure 31: Cumul de deux défauts entraînant un déclenchement de l'arrivée.	40
Figure 32: Fréquences de déclenchement des disjoncteurs.	41
Figure 33: Types de déclenchements	42
Figure 34: Energies (perdues) non distribuées causées par les défauts HTA	43
Figure 35: Sélectivité logique [6]	44
Figure 36: Solution proposée [12].	47
Figure 37: Type de maintenance [7].	48

LISTE DES ANNEXES

<i>Annexe 1: Nombres de déclenchements selon les villes de côte d'ivoire</i>	<i>I</i>
<i>Annexe 2: Types de déclenchements.....</i>	<i>III</i>
<i>Annexe 3: Energies non distribuées dues aux défauts HTA</i>	<i>IV</i>
<i>Annexe 4: Structure d'un réseau rural [12]</i>	<i>V</i>
<i>Annexe 5: Protections des postes HTB/HTA-Palier 86 [12].....</i>	<i>VII</i>
<i>Annexe 6: Schéma général d'un poste source 90 ou 63/20kV/30kV.....</i>	<i>VIII</i>
<i>Annexe 7: Une résistance de mise à la terre brûlée-Magasin CIE/Une ancienne version</i>	<i>IX</i>
<i>Annexe 8: Plaque signalétique d'une RMALT de 66 Ohm.</i>	<i>IX</i>
<i>Annexe 9 : Equipements contrôle commande de départs HTA/ Rack VIGIPA Merlin Gerin</i>	<i>IX</i>
<i>Annexe 10 : Tableaux HTA</i>	<i>IX</i>
<i>Annexe 11 : Réseau Interconnecté de la Côte d'Ivoire-Version 2016.....</i>	<i>X</i>

INTRODUCTION

Les sources de production de l'énergie électrique sont généralement éloignées des centres de consommation que constituent les villes et les zones rurales.

A la sortie de ces sources de production, l'énergie électrique est acheminée grâce à des lignes aériennes et souterraines vers des postes sources. Ces postes sources, réalisent la transformation de l'énergie électrique et sont utilisées pour alimenter les villes et les zones rurales. Cette adaptation de l'énergie à la consommation se fait par les transformateurs HTB/HTA, composants essentiels du réseau.

Bien que les transformateurs HTB/HTA soient des appareils passifs d'une très grande fiabilité dont la durée de vie est de plusieurs dizaines d'années, il n'en reste moins que des défauts peuvent survenir entraînant leur détérioration. Or son coût en cas d'incident est extrêmement élevé et son immobilisation due aux incidents est toujours très longue.

Une avarie qui l'affecterait, serait de nature à provoquer des pertes de production dans les différentes localités qui peut être totale ou partielle, des atteintes à la qualité de service, à la sécurité des biens et des personnes ainsi que des risques pour l'environnement. L'indisponibilité d'un transformateur HTB/HTA peut être causée par :

- la coupure pour travaux d'entretien systématique,
- l'avarie du transformateur HTB/HTA,
- panne d'un équipement du transformateur HTB/HTA (réducteur de mesures, cellules HTA, motopompe, une résistance de mise à la terre (RMALT), une bobine de point neutre (BPN), l'aéroréfrigérant, etc.).

La CIE veut pallier les avaries des RMALTs pour garantir l'accès permanent de l'électricité aux utilisateurs et d'accroître disponibilité des transformateurs de puissance HTB/HTA. La présente étude soumise à notre sagacité : « **ETUDES DES AVARIES DE RESISTANCES DE MISE A LA TERRE SUR LES TRANSFORMATEURS HTB/HTA DES POSTES SOURCES DE CÔTE D'IVOIRE** » vise à atteindre cet objectif. Il s'agira à travers cette étude de :

- répertorier les avaries de RMALTs,
- énumérer les causes susceptibles d'avaries de RMALTs,
- proposer des solutions pour éviter les avaries de RMALTs.

Chapitre 1 : PRESENTATION DU MILIEU DE STAGE (LA CIE ET LA DIRECTION D'ACCUEIL) / GENERALITES SUR LE THEME D'ETUDE.

Introduction

Dans ce chapitre, un regard est jeté sur la structure d'accueil, sur le système de production d'énergie en Côte d'Ivoire. Ensuite, nous donnerons les généralités sur le thème d'étude.

A. Présentation de la CIE

Société anonyme de droit ivoirien, créée depuis le 24 août 1990, la **Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE)** est une société du **groupe Eranove**. La CIE a succédé à l'ancienne compagnie nationale d'électricité, **Energie Electrique de Côte d'Ivoire (EECI)**. Elle est liée à l'Etat de Côte d'Ivoire par une convention de concession de type contrat d'affermage qui lui définit ses missions et ses obligations. Elle exploite les ouvrages de production, de transport, à l'importation, à l'exportation de distribution et de commercialisation de l'Etat en vue du service aux clients (assure le règlement des factures des fournisseurs de combustible et des producteurs d'électricité) [3]. Elle assure le pilotage du centre de conduite des systèmes électriques (dispatching) national qui garantit l'équilibre technique entre la production et la demande en énergie électrique.

B. Situation géographique

La **Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE)** a son siège social à Abidjan, en République de Côte d'Ivoire et plus précisément située dans la commune de Treichville : 1-Avenue Christiani à Abidjan. Son adresse est : 01 BP 6923 Abidjan 01.

Téléphone : (+225) 21 33 33 00, Fax : (+225) 21 33 35 88, Email : info@cie/www.cie.ci

C. Situation et flux financiers de l'électricité en côte d'ivoire

1. Cadre réglementaire

Le secteur ivoirien de l'électricité a enregistré, en 2014 un événement majeur à travers la promulgation de la loi n° 2014-132 du 24 mars 2014 portant code de l'électricité. Cette loi vise à répondre aux insuffisances de la loi n° 85-583 du 29 juillet 1985 organisant la production, le transport et la

distribution de l'énergie électrique en Côte d'Ivoire [1]. Le code de l'électricité s'est fixé les objectifs suivants :

- garantir l'indépendance énergétique et la sécurité de l'approvisionnement en énergie électrique,
- promouvoir le développement des énergies renouvelables,
- promouvoir la maîtrise de l'énergie,
- développer l'énergie électrique et favoriser l'accès à cette énergie.

2. Cadre institutionnel

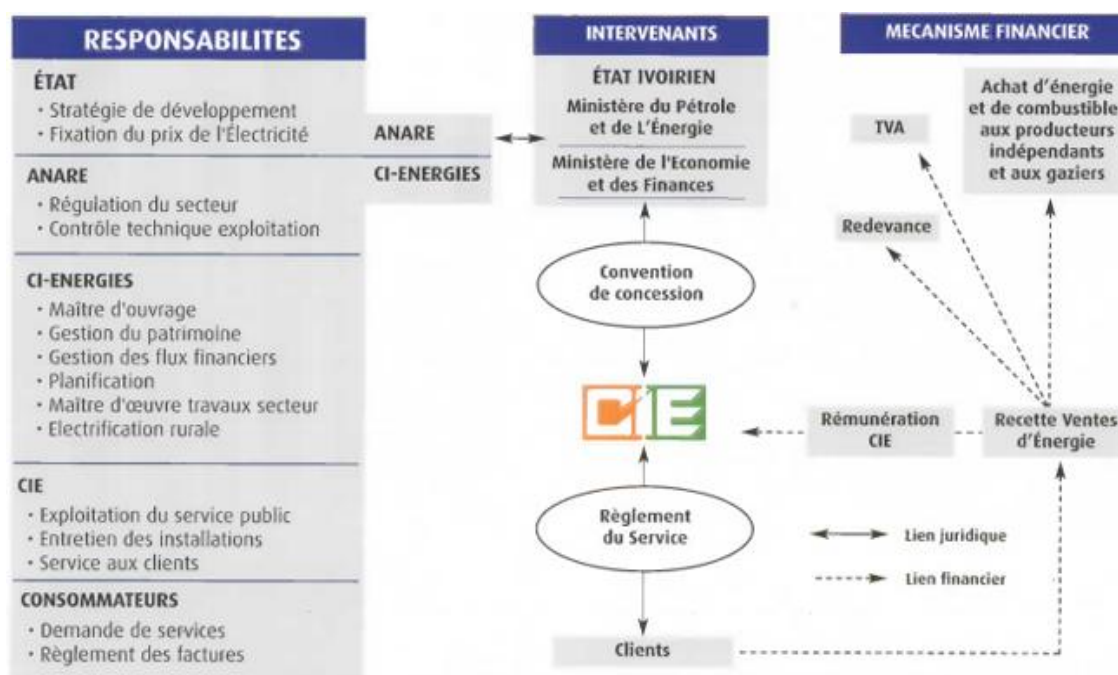


Figure 1: Schéma institutionnel et flux financier du secteur de l'électricité ivoirien [3].

D. Organisation de la CIE

1. Les directions fonctionnelles

Ces directions gèrent les moyens et ressources nécessaires au bon fonctionnement des directions des directions opérationnelles. Il s'agit de la :

- **DG :** Direction Générale qui comporte le Comité de Direction Général, les Comités de Direction,
- **DCRH :** Direction Centrale des Ressources Humaines,
- **DL :** Direction de la Logistique,
- **DI :** Direction Informatique,
- **DCG :** Direction Contrôle De Gestion.

2. Les directions opérationnelles

Elles sont liées à l'activité principale de l'entreprise et opèrent dans la production, le transport et la distribution. Elles sont regroupées en deux pôles techniques :

- le pôle Distribution,
- le pôle PTME (Production Transport et Mouvement d'Energie) composé de différentes directions à savoir :
 - la DME (Direction Des Mouvements d'Energie), chargée de la coordination entre la production, le transport et la distribution. L'activité principale de la DME est réalisée à partir du Centre de Contrôle du réseau :
 - la DPE (Direction de la Production Thermique et de la Production Hydraulique), celle-ci est composée de la production thermique et de la production hydraulique;
 - **la DTET (Direction des Transports d'Energie et des Télécommunications).**

E. Présentation et organisation de la direction d'accueil : la Direction du Transport d'Energie et des Télécommunications (D.T.E.T)

1. Présentation de la D.T.E.T

Intermédiaire incontournable entre la production et la distribution, le réseau de transport d'énergie se compose de lignes et de postes de Haute tension permettant d'acheminer l'énergie produite depuis les centrales de production vers les centres de consommation dans les conditions optimales. **En Côte d'Ivoire, le transport d'énergie se fait en 90 kV et 225 kV.**

a. Objectifs

La **DTET** a deux objectifs principaux :

- ✓ exploiter et maintenir en bon état de fonctionnement du réseau électrique à très haute et haute tension qui acheminent depuis les centrales de production jusqu'au zones de consommation desservies en moyenne et basse tension.
- ✓ permettre à la Direction des Mouvements d'Energie (**DME**) de coordonner rigoureusement les ouvrages de production et du réseau de transport d'énergie afin d'obtenir l'adéquation entre la production et la consommation grâce aux moyens et équipements de télécommunication.

b. Structuration du réseau ivoirien

Le réseau de la **DTET** est constitué essentiellement de deux grandes parties : Les lignes Hautes Tension autour desquels s'organisent toute l'activité de transport d'énergie et les postes Hautes Tension. Entre deux postes se trouvent des lignes HT qui sont structurés sous la forme de pylônes sur lesquels passent des câbles soutenus par des chaînes d'isolateurs.

Tableau 1: Structuration du réseau ivoirien actuelle

	225 kV	90kV
Postes de transformation	15	33
Lignes de transport	23	54
Transformateurs		
225/15kV		09
90/ (11-15-30) kV		97
225/90kV		21

2. Organisation de la DTET

La **DTET** comprend **trois structures centrales** chargées d'apporter soutien et appui technique dans tous les domaines d'activités (exploitation, maintenance, télécommunication, sécurité, gestion administrative, achats et stocks): la Sous-Direction Exploitation (SDX), la Sous-Direction Maintenance (SDM) et la Sous-Direction Télé-conduite et Transmission (SDTT).

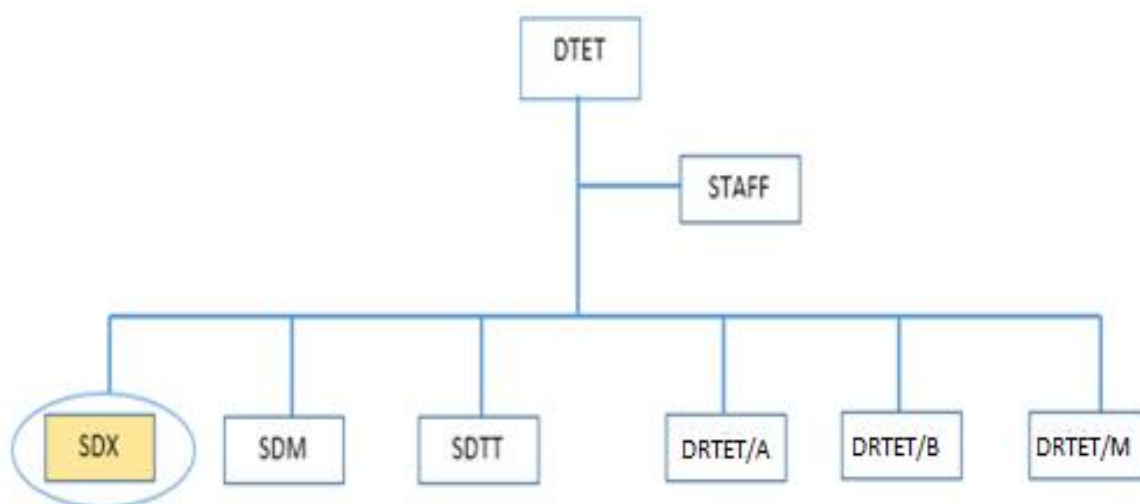


Figure 2 : Organigramme de la DTET

- a. Présentation de la sous-direction Exploitation (S.D.X, Code d'exploitation (M46), la sous-direction d'accueil)

La **Sous-Direction Exploitation (SDX)** est la structure maîtresse de la DTET. Elle apporte appui et expertise aux Directions Régionales en matière d'exploitation et de gestion technique des ouvrages des réseaux électriques.

- b. Organisation de la SDX

Elle est composée de comprend deux (2) services : la gestion technique des ouvrages (GTO) et l'exploitation et retour d'expérience (REX) :

- **La gestion technique des ouvrages (GTO) :** Elle assure la gestion des travaux (neufs ou maintenances) à la SDX. Elle coordonne la planification, la programmation et le suivi des travaux de maintenance (Maintenance préventive systématique et conditionnelle, les travaux exceptionnels les mouvements d'équipements) sur le transport d'énergie.
- **Exploitation et retour d'expérience (REX) :** Il a pour but dans un premier temps de coordonner les actions d'exploitation des Directions Régionales respectives et de rechercher les améliorations à apporter en matière d'exploitation et de la qualité du produit.

F. GENERALITES SUR LE THEME D'ETUDE

1. Contexte et justification de l'étude

L'indisponibilité d'un transformateur HTB/HTA peut être causée par :

- la coupure pour travaux d'entretien systématique,
- l'avarie du transformateur HTB/HTA,
- panne d'un équipement du transformateur HTB/HTA (réducteur de mesures, cellules HTA, motopompe, une résistance de mise à la terre (RMALT), une bobine de point neutre (BPN), l'aéroréfrigérant, etc.).

On note les avaries récurrentes des RMALTs des transformateurs et les causes ne sont pas identifiées. C'est cela qui nous amène à mener une étude minutieuse sur les avaries des RMALTs par le présent travail.

2. Travail demandé

a. Objectif général

Il s'agira à travers cette étude, d'accroître la disponibilité des transformateurs HTB/HTA des postes sources par une réduction des causes susceptibles d'endommager les protections RMALTs de ces transformateurs.

b. Objectifs spécifiques

Ce qui nous est demandé à travers cette étude est décrit comme suit :

- répertorier les avaries des RMALTs,
- énumérer les causes de ces RMALTs,
- proposer des solutions.

3. Problématique

La problématique qui a suscité notre étude est donc la suivante :

Quelles stratégies à adopter pour amoindrir les avaries de RMALTs des transformateurs HTB/HTA des postes sources ?

4. Matériels et méthodologie

a. Démarche générale du projet

Tableau 2: Sites visités pendant le stage

Visite sur site		
Date	lieu	Tâches
04 Septembre 2017	Base CIE NIANGON	prises des caractéristiques des RMALTs brûlées.
21 Septembre 2017	YOPOUGON 2	avec l'équipe contrôle commande pour la vérification des protections d'un nouveau transformateur 225/90kV pour l'extension de son parc
19 Octobre 2017	ABOBO	visite du bureau contrôle commande
Production du rapport : l'analyse des différentes options techniques ainsi que la production du présent rapport ont été faites au bureau.		

b. Matériels

Pour atteindre ces résultats, les ressources mises à notre disposition sont :

- les rapports annuels de la CIE sur des travaux antérieurs,
- les comptes rendus d'analyse d'incidents sur les déclenchements sur le réseau de 2009 à 2017 concernant les transformateurs 90/30kV,

-
- les données relatives au sous-secteur de l'électricité disponible,
 - les ressources humaines et matérielles de la C.I.E,
 - les logiciels de Microsoft : nous utilisons les produits basiques WORD et EXCEL de Microsoft. EXCEL a été utilisé pour les différents calculs et WORD a servi à la rédaction du présent rapport.

Chapitre 2 : MISES A LA TERRE ADOPTEES PAR LE RESEAU ET SYSTEME DE PROTECTION.

1. Architecture du réseau de la Côte d'Ivoire

Les structures de réseaux peuvent être classées en quatre types : la structure arborescente, la structure coupure d'artère, la structure double dérivation, la structure mixte des réseaux. En côte d'Ivoire, la structure utilisée pour les zones de l'intérieur est la structure arborescente réalisée en aérienne et desservant des zones à faibles densité de charge ou la clientèle peut accepter des durées de coupures relativement longues. **Les postes de distribution de la Côte d'Ivoire sont organisés généralement en antenne.**

L'architecture du réseau de distribution électrique est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. La nouvelle norme **UTE C18-510** définit les niveaux de tension alternative comme suit :

Tableau 3 : Domaines de tensions actualisées

DOMAINE DE TENSION		VALEUR DE LA TENSION NOMINALE	
		EN COURANT ALTERNATIF	EN COURANT CONTINU LISSE
TBT		$U_n \leq 50V$	$U_n \leq 120V$
BT	Plus de distinction BTA/BTB	$50V < U_n \leq 1000V$	$120V < U_n \leq 1,5kV$
HT	HTA	$1kV < U_n \leq 50kV$	$1,5kV < U_n \leq 75kV$
	HTB	$U_n \geq 50kV$	$U_n \geq 75kV$

La structure du réseau de la ligne électrique 30 kV pour les zones de l'intérieur de la côte d'ivoire, est **un réseau de distribution de type HTA** du point de vue de son niveau de tension et représentée par la figure ci-dessous :

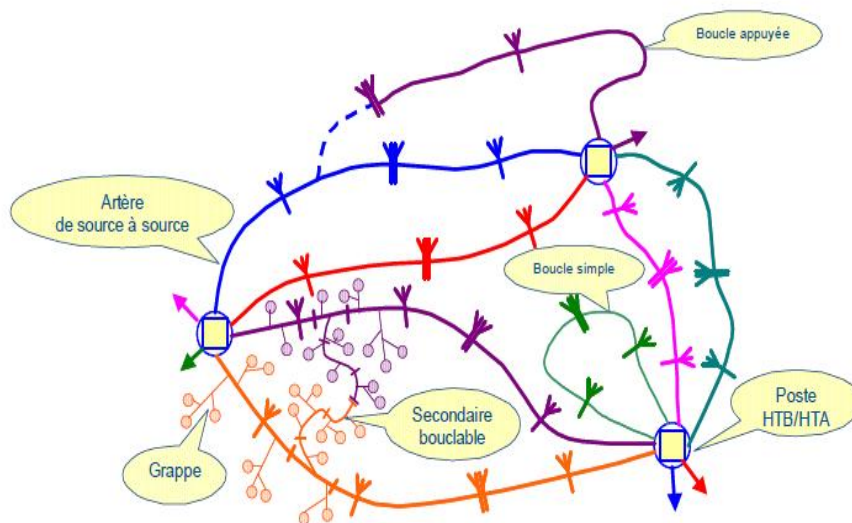


Figure 3: Structures HTA [13]

2. Régime du neutre adopté par la C.I.E

- les neutres des transformateurs de groupe de production sont tous mis directement à la terre,
- les neutres des transformateurs 225/90 kV, côtés 225 kV et 90 kV sont mis directement à la terre,
- le neutre côté 30 kV d'un transformateur 90/30 kV est mis à la terre via une résistance de mise à la terre,
- le neutre côté 15 kV d'un transformateur 90/15 kV est mis à la terre directement.

Sur les réseaux de distribution, la mise à la terre du neutre détermine d'une manière essentielle les caractéristiques des défauts à la terre lorsque ceux-ci se produisent.

3. Critère du choix

Au niveau des postes HTB/HTA, le régime du neutre adopté par la CIE est **le neutre résistant**. Cette solution s'applique lorsque le neutre du transformateur est accessible (couplage étoile) et lorsque sa réactance propre est insuffisante pour limiter convenablement les courants de défauts. Le choix de cette solution repose essentiellement sur :

- la maîtrise des surtensions pouvant affecter les réseaux moyenne tension HTA, par réduction d'impédance entre le réseau et la terre.
- la limitation des conséquences du courant du défaut ;

- ce régime réalise une bonne sélectivité, le courant résiduel du défaut homopolaire doit être détecté sans être confondu avec les courants capacitifs des départs sains.

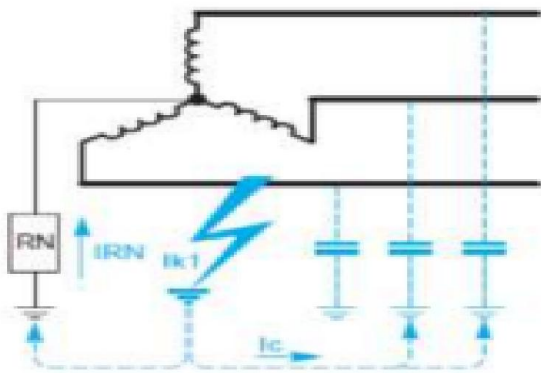


Figure 4 : Régime du neutre adopté par la CIE pour les transformateurs 90/HTA-Schéma simplifié d'une mise à la terre/ Sources : Guide des schémas électriques/Schneider Electric



Figure 5: Résistance de mise à la terre (RMALT)/Sources : Internet

Connectées entre le neutre du réseau et la terre, une résistance de mise à la terre (RMALT) du neutre ou résistance de point neutre (RPN) d'un transformateur est conçue pour limiter le courant de fuite à la terre à une valeur sécuritaire, tout en laissant suffisamment de courant pour faire fonctionner les relais de protection qui élimineront les défauts afin de protéger le transformateur [1]. Les risques de résonance parallèle ou série sont alors inexistantes.

Une RMALT est définie par sa tenue thermique et son intensité maximale admissible en permanence. Lors de la perturbation, la résistance doit être capable d'absorber et dissiper l'énergie générée sans dépasser les limites de température. De cette façon, la faute est limitée sans danger, isolée, et tous les équipements électriques dans le système d'alimentation sont protégés contre les surtensions.

a. Valeur de la résistance de limitation (RMALT)

En tenant compte de ces arguments, l'intensité du courant du neutre suite à un court-circuit franc à la terre est limitée à :

- 1000 A, pour les réseaux souterrains, puisque le courant de fuite est important, et que le courant de défaut est important.

$$R_N = \frac{U_{2n}}{\sqrt{3} * I_{2n}}$$

$$AN: R_N = \frac{30000}{\sqrt{3} * 1000}$$

$$R_N = 17 \Omega$$

la norme préconise une valeur de $R_N = 66 \Omega$ pour le 30 kV [8]

- 300 A pour les autres réseaux (aériens et mixtes).

Puisque l'impédance propre du transformateur, et de la terre est insuffisante pour limiter les courants des défauts à des valeurs convenables, la RMALT est donc intercalée entre le point neutre du transformateur et la terre.

$$R_N = \frac{U_{2n}}{\sqrt{3} * I_{2n}}$$

$$A.N: R_N = \frac{30000}{\sqrt{3} * 300}$$

$$R_N = 57 \Omega$$

la norme préconise une valeur de $R_N = 66 \Omega$ pour le 30 kV [9]

$$R_N = \frac{U_{2n}}{\sqrt{3} * I_{2n}}$$

$$AN: R_N = \frac{15000}{\sqrt{3} * 300}$$

$$R_N = 28 \Omega$$

la norme préconise une valeur de $R_N = 33 \Omega$ pour le 15 kV [10]

Le régime du neutre adopté par la CIE pour les autres installations : les neutres des transformateurs de distribution sont tous mis directement à la terre.

b. Fonctionnement

En marche normale, le point neutre des transformateurs est pratiquement au potentiel du sol, la résistance de mise à la terre peut être parcourue en permanence par un courant résiduel de quelques ampères correspondant aux composantes harmoniques multiples de 3 et aux légers déséquilibres possibles entre phases. En outre, **en cas de défaut très résistant entre phases et terre**, des courants un peu plus importants peuvent se maintenir pendant des durées longues. Lors d'un **défaut franc** et rapproché **entre une phase et la terre**, la résistance se trouve parcourue, jusqu'à l'intervention des

protections automatiques par un courant beaucoup plus important correspondant à l'application momentanée entre ses bornes d'une tension voisine de la tension simple du réseau.

c. Caractéristiques

Les résistances considérées sont des résistances métalliques dans l'air ; le constructeur a toute latitude pour le choix du métal de la partie active qui doit être entourée d'une enveloppe protectrice. La tension au borne de la résistance est égale à 0,6 fois la tension du réseau.

4. Système de protection

a. Définition

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

b. Les fonctions de protection

Les fonctions de protection sont réalisées par **des relais** ou des **appareils multifonctions**. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils **multifonctions**. Exemple Sepam ou Micron, qui offrent, dans un volume plus réduit des possibilités plus larges, notamment de communication via les réseaux numériques leur permettant de s'intégrer dans des systèmes de supervision des installations.



Figure 6: Protection Sepam [6]

c. Les courts-circuits

i. Origines

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques.

Les lignes aériennes : sont soumises aux perturbations atmosphériques (foudre, tempêtes, etc.), les régions montagneuses par exemple sont beaucoup plus exposées que d'autre à la foudre.

Les câbles souterrains : sont exposés aux agressions extérieures (d'engins mécaniques de terrassement par exemple) qui entraînent systématiquement des courts-circuits permanents.

Les matériels de réseaux et des postes électriques : comportent des isolants (solides, liquides ou gaz) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre parties sous tension et masse.

Les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts d'isollements.

ii. Caractéristiques

Les courts-circuits sont caractérisés par leur **forme**, leur **durée** et l'**intensité du courant**. Les ingénieurs en réseaux électriques utilisent souvent le terme « défaut ».

➤ Type :

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

- **Monophasé** : entre une phase et la terre ou une masse
- **Biphasé** : entre deux phases raccordées ensemble, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé.
- **Triphasés** : entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre.

➤ Nature :

- **courts-circuits fugitifs** : les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).
- **courts-circuits permanents** : ces courts-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.
- **courts-circuits auto-extincteurs** : c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.
- **courts-circuits semi-permanents** : ces courts-circuits exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de

quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.

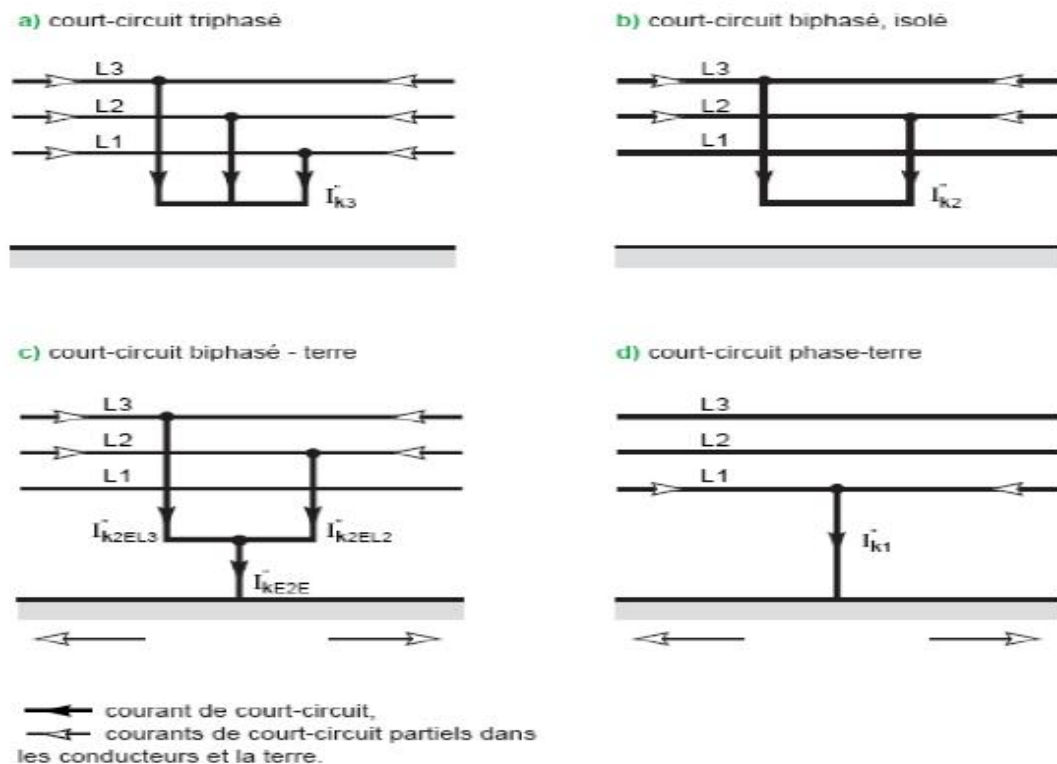


Figure 7: Différents types de courts-circuits [2]

iii. Conséquences sur le réseau électrique :

Les courts-circuits dans les réseaux électriques ont des effets néfastes :

a. Sur le fonctionnement des réseaux électriques

Les effets néfastes des courts-circuits sont surtout à redouter sur les réseaux électriques THT sur lesquels débitent des groupes générateurs de forte puissance.

Les courts-circuits, surtout polyphasés et proches des centrales de production, entraînent une **diminution du couple résistant (C_r) des machines** et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur (C_m), s'ils ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la *perte de stabilité* de groupes générateurs et à des *fonctionnements hors synchronisme* préjudiciables aux matériels.

Des temps d'élimination des courts-circuits de l'ordre de 100 à 150 ms sont généralement considérés comme des valeurs à ne pas dépasser sur les réseaux électriques THT.

b. Sur la tenue de matériels

Les courts-circuits provoquent **des surintensités**, dans le cas d'un court-circuit triphasé le courant de court-circuit peut dépasser 20 à 30 fois le courant nominal (I_n). Ces surintensités amènent deux types de contraintes :

- **Contraintes thermiques:** dues aux dégagements de chaleur par effet Joule $R \cdot I^2$ dans les conducteurs électriques (**défaillance du système de protection** ou des **disjoncteurs**), il peut se produire alors des allongements dangereux des conducteurs. Ce qui induit le vieillissement et/ou détérioration des isolants, la fusion des conducteurs, incendie et danger pour les personnes.
- **Contraintes mécaniques :** dues aux efforts électrodynamiques, ceux-ci entraînent notamment le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs. Ces efforts, s'ils dépassent les limites admises lors de la construction, sont souvent à l'origine d'avaries graves. De plus l'arc électrique, consécutif à un court-circuit, met en jeu un important dégagement local d'énergie pouvant provoquer d'importants dégâts au matériel et être dangereux pour le personnel travaillant à proximité.

c. Sur la qualité de la fourniture

Pour les utilisateurs, les courts-circuits se traduisent par une chute de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que la nature du court-circuit, la structure du réseau effectué, du mode mise à la terre, du mode d'exploitation, des performances des protections, etc.

d. Sur les circuits de télécommunications

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie électrique et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutres des réseaux.

Une tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant, apparaît sur les lignes de télécommunication qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie électrique. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunication.

e. Sur la sécurité des personnes

La mise sous tension accidentelle des masses, les élévations de potentiel liées à l'écoulement des courants de court-circuit à la terre, les conducteurs tombés au sol, etc., sont autant de situations pouvant présenter des risques pour la sécurité des personnes. Le mode de mise à la terre des points neutres joue de ce fait un rôle essentiel.

iv. Contraintes supplémentaires pour la protection

Les protections électriques ne doivent pas apporter de limitation au fonctionnement normal des réseaux électriques, en particulier :

- a) elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation (réseaux bouclés, maillés, radiaux).
- b) elles doivent rester stables en présence de phénomènes autre que les courts-circuits :

- lors de manœuvres d'exploitation, pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide des lignes ou des transformateurs,
- lors de variations admissibles de la tension et de la fréquence,
- en présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans la marge de fonctionnement des réseaux électriques,
- en présence d'oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs,
- sous l'influence d'une anomalie des circuits de mesure.

d. Qualités principales d'un système de protection

i. Rapidité

Il permet de limiter les dégâts dus aux arcs électriques et aux courants de court-circuit, en particulier il réduit les risques d'incendie et les coûts de réparation.

Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales :

- le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes.

ii. Sélectivité

Qui permet d'éliminer que la partie en défaut, il est surtout pris en compte sur le plan économie d'exploitation, puisqu'il indique dans quelle mesure il est possible de maintenir en service le maximum du réseau lorsqu'un de ses éléments est affecté d'un fonctionnement anormal.

La sélectivité est obtenue par le réglage du seuil de fonctionnement du relais. On peut alors utiliser des protections dont la temporisation est dépendante de la valeur du courant.

Les différents moyens les plus importants sont les trois types suivants pouvant être mis en œuvre :

- **sélectivité ampèremétrique par les courants,**
- **sélectivité chronométrique par le temps :** est assurée par un dispositif auxiliaire de temporisation. Le réglage du seuil est alors moins déterminant pour l'obtention d'une sélectivité. On utilise alors des relais dont la temporisation est indépendante de la valeur du courant.

Les réglages sont déterminés à partir des valeurs de capacitif résiduel des départs HTA.

- **sélectivité par échange d'informations**, dite sélectivité logique.

On peut avoir un mix des différentes solutions proposées.

iii. Sensibilité

La notion de **sensibilité d'une protection** est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner. Elle dépend du réglage des relais, de la valeur du capacitif homopolaire du réseau HTA et de l'impédance du dispositif de mise à la terre du neutre, de la tension du réseau. La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre :

- le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu,
- un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

iv. Fiabilité

La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :

- la **sûreté** : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
- la **sécurité** : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

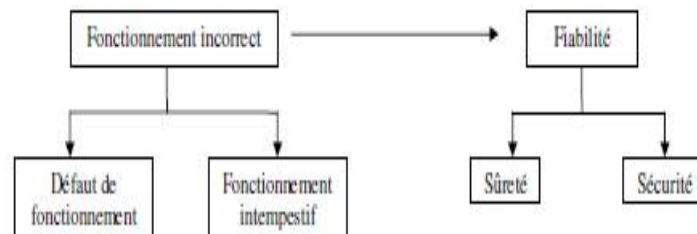


Figure 8: Fiabilité d'une protection

On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur la figure suivante, sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires.



Figure 9: Association en série/Sécurité augmente, Sûreté moindre.

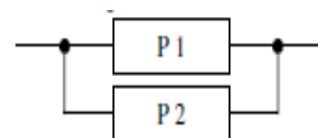


Figure 10: Association en parallèle /Sécurité moindre, Sûreté augmente.

5. Chaîne générale d'un système de protection

Les protections sont des automates qui détectent l'apparition d'une anomalie à partir d'un critère directement mesurable. L'automatisme de protection est composé des relais, des réducteurs de mesure, des disjoncteurs et des réenclencheurs.

Le relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue à partir des données qu'il reçoit des réducteurs de mesure, puis il élabore un ordre de déclenchement au disjoncteur en fonction du type de la protection (seuil de déclenchement, la temporisation, le sens de circulation de courant). La figure suivante représente cet automatisme de protection :

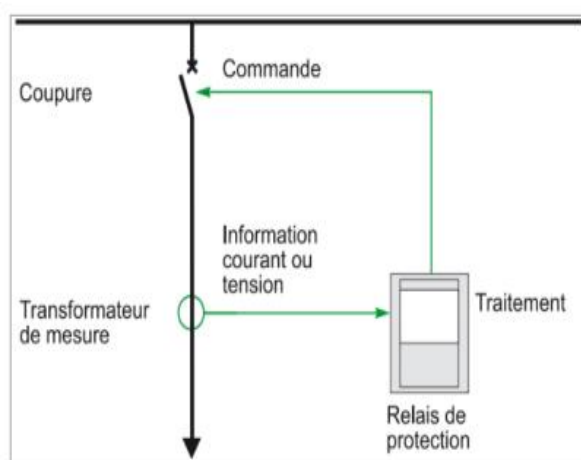


Figure 11: Utilisation d'un transformateur de mesure dans une chaîne de protection [14]

a. Réducteurs de mesures

Les **réducteurs de mesures** sont l'appellation normalisée des transformateurs de courant et de tension couramment utilisés dans le réseau HTA. Ils doivent transmettre une information (un signal électrique) avec une précision garantie et assurer l'isolement entre le circuit primaire et le circuit secondaire (circuit de mesure). Cette isolation doit supporter la tension et la surtension du réseau ainsi que les courants de défauts. Ils sont destinés à ramener les tensions et les courants sur les circuits principaux à des valeurs plus faibles et faciles à :

- mesurer et afficher,
- utiliser pour des installations de comptage, pour calcul des puissances P et Q etc.
- utiliser pour alimenter des circuits de protections électriques ou des régulateurs.



Figure 12: Transformateur de tension [4]



Figure 13 : Transformateur de courant [4]

Ces transformateurs délivrent sur leurs secondaires des courants (5A ou 1A) et des tensions (100V ou $100/\sqrt{3}$ V) par transformation des grandeurs primaires correspondantes du réseau. Dans le réglage des protections, on doit tenir compte des caractéristiques des TC, qui présentent certaines limites pour les performances des protections. Pour éviter la saturation du circuit magnétique, le courant primaire de TC ne doit pas dépasser 2 à 3 I_n (I_n le courant d'emploi de TC).

b. Relais de protection

Ce sont des dispositifs **actionnés par des grandeurs électriques à caractère analogique** (courant, tension, puissance, fréquence, température, etc.) et qui sont destinés à **commander** des organes de coupure, de signalisation ou d'automatisme à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande et alimente les circuits de déclenchement) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance.

Les technologies utilisées dans les relais ont évolué depuis la technologie électromécanique vers la technologie statique (électronique analogique) et puis actuellement la technologie numérique.

c. Disjoncteurs

Ce sont des appareils d'enclenchement et de déclenchement en charge. Ils sont classés suivants les modes d'extinction de l'arc électrique. Ceux adoptés par la CIE, fonctionnent à coupure dans le gaz SF₆ à commande mécanique par ressort réarmé électriquement. Cette technique est la plus utilisée.



Figure 14: Disjoncteur au SF₆

Conclusion partielle

Dans ce chapitre, nous avons identifié les défauts auxquels les réseaux de distributions HTA sont soumis, défauts qui sont souvent fugitifs ou semi permanent. Sur un réseau d'énergie électrique, le régime de neutre et le schéma de liaison à la terre sont des dispositions associées. Le premier décrit le comportement du système électrique en présence d'un déséquilibre homopolaire (pas le raccordement des masses). Le second définit le mode de raccordement des masses et des neutres sur le réseau.

Chapitre 3 : CONSTITUTION, PROTECTION D'UN TRANSFORMATEUR HTB/HTA / PROTECTION ARRIVEES ET DEPARTS HTA DES POSTES SOURCES.

A. CONSTITUTION D'UN TRANSFORMATEUR HTB/HTA

1. Rôle des transformateurs de puissance

a. *Aspect fonctionnel : convertisseur AC/AC*

Un transformateur est une machine statique destinée à transformer un courant alternatif donné en un autre courant alternatif de même fréquence, mais de tension en général différente. C'est un convertisseur AC/AC à fréquence fixe, celle du réseau. En effet, le transport de cette énergie s'effectue avec des pertes dont l'importance est liée à la tension du réseau, puisque ces pertes sont proportionnelles au carré de l'intensité du courant (pertes joule). Il est donc nécessaire de transporter cette énergie en haute et très haute tension. Ils ont un rôle central dans la réalisation d'un régime de neutre, offrent la possibilité de découpler les réseaux dans le système homopolaire, et mettent à la disposition des exploitants des moyens leur permettant de régler la tension du réseau,

Bien entendu, il faudra procéder à la transformation inverse en arrivant dans les centres de consommation afin de délivrer l'énergie électrique et la tension du réseau de distribution. Ils permettent en effet, très économiquement, de minimiser les pertes en ligne, en assurant le transport de l'énergie à longue distance sous tension élevée (225 kV entre phases en Côte d'Ivoire), puis d'abaisser ensuite cette tension à la tension 90kV, 30kV et 15kV pour alimenter les réseaux de distribution régionale et locale ivoirien, jusqu'à la tension d'alimentation domestique qui est, en Côte d'Ivoire, de 230 V entre phase et neutre et 400 V entre phases.

b. *Types de transformateurs classiques*

i. Autotransformateur

Il se distingue du transformateur par le fait qu'il existe un point commun aux enroulements primaire et secondaire. Etant donné qu'il n'y a plus d'isolation galvanique entre les enroulements primaire et secondaire, tout défaut se manifestant sur un réseau se propage immédiatement sur le second.

ii. Transformateur triphasé

Dans les réseaux industriels, l'énergie électrique est principalement transportée en triphasé, où sont par suite utilisés les transformateurs triphasés. Cependant pour des questions de gabarit de transport, ou

d'unités de secours, il peut arriver que trois transformateurs monophasés distincts soient couplés en montage triphasé extérieurement.

iii. Transformateur de distribution et de puissance

Couramment les transformateurs de distribution sont ceux qui abaissent la tension du réseau, principalement 30 kV, pour l'adapter à l'utilisateur final, en général 400 V triphasé en Côte d'Ivoire. Les puissances des transformateurs de distribution sont de l'ordre de plusieurs kVA.

L'essentiel des autres transformateurs électriques situés sur le réseau haute tension seront des transformateurs de puissance. Les puissances et tensions de ces transformateurs peuvent aller jusqu'à plusieurs centaines de MVA et plusieurs centaines de kV.



Figure 15: Transformateurs de puissance/ Transformateur de répartition

B. PROTECTION D'UN TRANSFORMATEUR HTB/HTA

1. Protections existantes de transformateurs HTB/HTA dans les postes sources Côte-d'Ivoire.

a. Problématiques et contraintes des transformateurs

Contraintes	Causes possibles	Défaillance la plus probable	Manifestations Initiales
Surintensions	▪ choc de foudre proche, ▪ Manœuvres du réseau	▪ Claquages entre spires HTA, ▪ Evolution possible à la terre	▪ Dégagement gaz ou fumée, ▪ Faible augmentation de courant de phase, ▪ Courant à la terre

Surintensité faible	▪ Surcharge, ▪ Défaut impédant sur réseau BT	▪ Destruction enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage de spires	▪ Dégagement gaz ou fumée, ▪ Faible augmentation de courant de phase
Surintensité violente	Défaut BT proche	▪ Destruction enroulements aux points les plus chauds avec court-circuitage de spires et déplacements de bobines	▪ Evolution rapide et aléatoire vers un défaut d'enroulements
Vieillessement	Cumul des contraintes antérieures	▪ Claquages entre spires HTA, ▪ Evolution possible à la terre	▪ Dégagement gaz ou fumée, ▪ Faible augmentation de courant de phase

Figure 16: Contraintes sur les transformateurs

b. Transformateurs 225 kV/90 kV

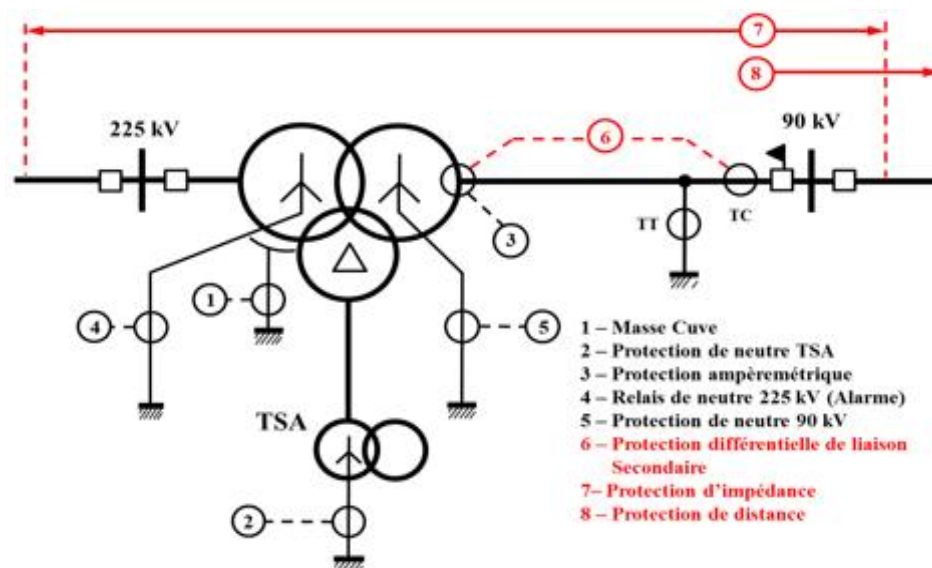


Figure 17: Protection d'un transformateur étoile-étoile-triangle 225 kV/90 kV

- L'adjonction d'une protection spécifique (6 sur la figure ci-dessus) de liaison secondaire (soit masse câble, si liaison très courte ou protection différentielle de liaison courte) permet de distinguer les rôles des relais ampèremétriques qui dans ce cas peuvent servir uniquement de secours défauts lignes ou barres côté 90 kV.

- Le relais (7 sur la figure ci-dessus) de mise en route temporisé à minimum d'impédance monophasé et triphasé permet d'assurer un secours pour des défauts barres côté jeux de barres primaire.
- La protection de distance (8 sur la figure ci-dessus) peut servir de protection de secours pour des défauts sur les lignes 90 kV et éventuellement sur les barres après un intervalle sélectif

c. Transformateurs 90 kV/ HTA

Le schéma de protection appliqué en Côte d'Ivoire en 2014 est le suivant :

i. Transformateurs Yn /d (90 kV/ 15 kV)

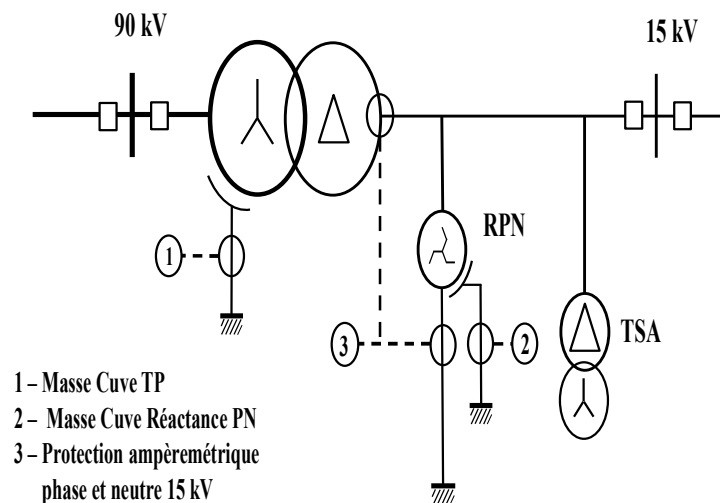


Figure 18: Protection des liaisons 90 kV et HTA d'un transformateur Yn/d mise en œuvre en 2014 [5]

ii. Transformateurs Yn /yn (90 kV/ 30kV et 90 kV/ 15 kV)

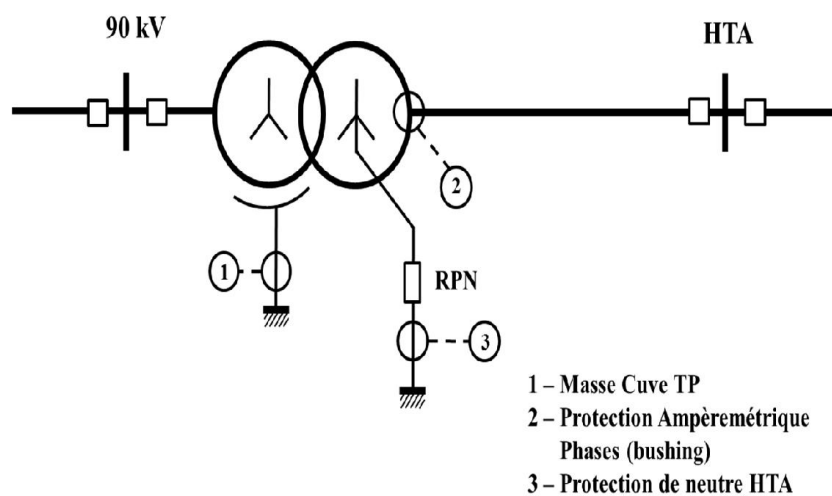


Figure 19: Protection des liaisons 90 kV et HTA d'un transformateur de couplage Yn/yn mise en œuvre en 2014 [5]

Comme protections des ouvrages des réseaux, on distingue la protection des jeux de de barres, des transformateurs, des alternateurs, des lignes de transport. Mais notre étude portera principalement sur les RMALTs insérées sur le neutre du couplage sur les transformateurs 90/HTA généralement en étoile.

Le plan de protection du transformateur de puissance HTB/HTA est réalisé de deux (02) manières suivant que le siège du défaut est interne ou externe au transformateur. Les protections utilisées dans ce plan sont les suivantes :

- Protections internes (mécaniques) au transformateur,
- Protections externes (électriques) au transformateur.

2. Protection mécaniques

a. Protection BUCHHOLZ

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers **un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ**. Ces relais ont deux seuils et est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile.

- ❖ Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ).
- ❖ Par ailleurs, un ordre de déclenchement instantané est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important.

Pour le régleur **en charge**, il est prévu un seul niveau qui donnera un signal de déclenchement.



Figure 31 : Relais buchholz-transformateur

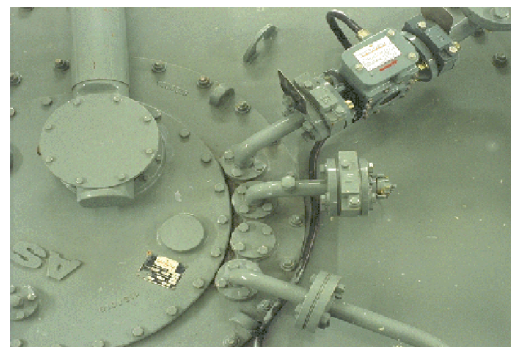


Figure32 : Relais Buchholz régleur/Relais de changeur de prise

b. Protection Arrêt de pompe et Aéroréfrigérants



La pompe permet de faire la circulation d'huile entre la cuve et les aéroréfrigérants. Un arrêt de circulation d'huile ou non fonctionnement d'un aéroréfrigérants peut entraîner l'échauffement du transformateur. L'arrêt de la circulation de l'huile survient lors d'un défaut de la motopompe ou d'une défaillance des indicateurs de circulation d'huile (ICH).

Ce défaut est contrôlé à partir de 20 % de la charge nominale du transformateur provoquant ainsi un déclenchement après une

Figure 20: Dispositif arrêt pompe

c. Protection à image thermique (détection d'élévation de température huile)



Figure 21: Dispositif de détection de température

Une élévation excessive de température d'huile est signe de défauts du transformateur et est détectée par un thermostat à seuils. Des sondes immergées dans l'huile permettent de contrôler la température. Les seuils utilisés pour les transformateurs sont :

- Un à deux seuils de mise en route des ventilateurs,
- Un seuil d'alarme température huile,
- Un seuil de déclenchement.

c. Soupape de surpression

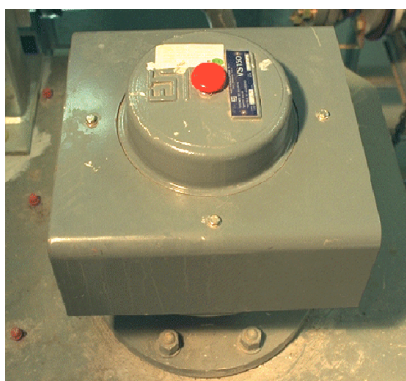


Figure 22: Soupape de surpression

Un amorçage, un court-circuit ou une vanne fermée entraîne une surpression interne à la cuve. La soupape de surpression permet d'évacuer l'huile en surpression par la soupape afin d'éviter une déformation de la cuve.

La soupape de surpression est montée au-dessus du transformateur.

d. Protection masse cuve

Une protection rapide, **détectant les défauts internes au transformateur**, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve. Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. **La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.** Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relais de courant alimenté par ce TC. Ce relais envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur.

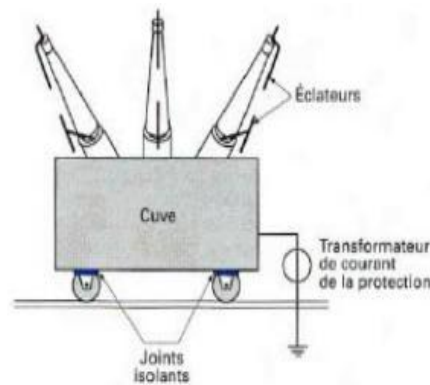


Figure 23: Protection Masse- cuve

La protection de cuve est utilisée contre les défauts à la terre qui se produisent à l'intérieur du transformateur. La cuve du transformateur doit être isolée de la terre. La protection de cuve est constituée par un relais à maximum de courant, alimenté par un TC du type tore dont le primaire est une jonction visible et continue entre la cuve du transformateur et le réseau de terre.

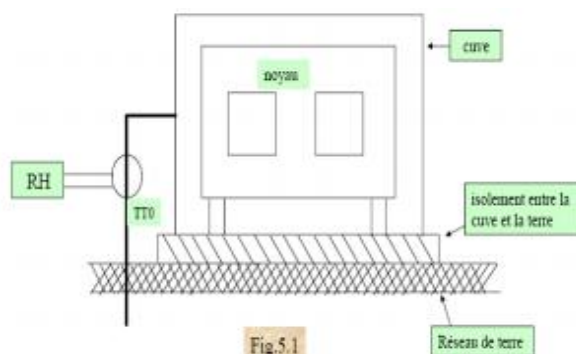


Figure 24: Placement d'un transformateur de type tore

3. Protection électriques

i. Liaison entre transformateur HTB/HTA et tableau HTA (Arrivées HTA) / Protection ampérométrique à maximum d'intensité

La protection à maximum d'intensité protège le transformateur contre les courts circuits polyphasés et contre la surcharge, par l'intermédiaire de deux TC Bushing placés sur deux phases du transformateur côté HTA. Cette liaison assure **la protection thermique** du système de mise à la terre de neutre HTA. **Le relais homopolaire** est alimenté par un transformateur de courant inséré dans la mise à la terre du neutre HTA. La protection est constituée d'un ensemble de protections à maximum d'intensité identique à celle d'un départ HTA et qui commande le disjoncteur HTB et celui de l'arrivée. **Les relais de phase** sont alimentés par deux tores (Bushing) disposés sur les bornes HTA du transformateur.

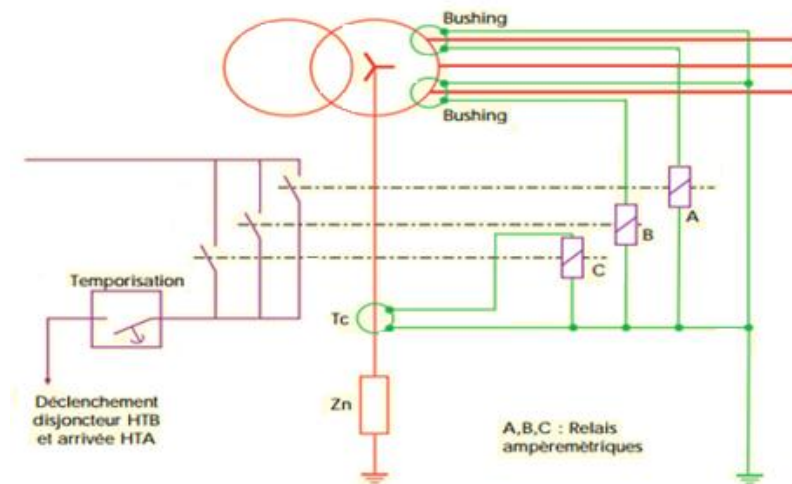


Figure 25: Protection de la liaison HTA (Partie transformateur HTB/HTA) [2].

Il s'agit d'assurer la protection de la liaison entre le transformateur et le tableau HTA et des matériels raccordés à cette liaison : transformateur des services auxiliaires, impédance de neutre éventuelle, transformateur d'injection TCFM. Le réglage doit être coordonné avec le réglage du relais homopolaire ampérométrique de l'arrivée HTA et doit aussi permettre les surcharges du transformateur HTB/HTA et les transitoires à l'enclenchement.

$$I_{r(\text{transformateur})} > 1,2 * I_{r(\text{arrivée})\text{max}} \quad (1)$$

La temporisation est celle des arrivées HTA augmentée de **0,3 s** ; elle est généralement de 3s :

$$T_{(\text{transformateur})} = T_{(\text{arrivée})} + 0,3\text{s} \quad (2)$$

Un relais à deux seuils permet d'éviter de déclencher le transformateur par des défauts résistants.

iii. *Protection de surtension : Eclateurs et parafoudres*



Figure 26: Un parafoudre

Un parafoudre est un dispositif de protection des appareillages électriques contre les surtensions électriques transitoires créées notamment par la foudre (coup de foudre indirect) qui pourrait arriver par les lignes d'alimentation électrique ou téléphonique. **Les parafoudres** offrent une protection plus performante s'ils sont placés à proximité immédiate du transformateur à protéger, mais pour un coût notablement plus élevé.



Figure 27: Eclateur

Les éclateurs sont les dispositifs les moins coûteux et les plus rustiques. Ils sont utilisés exclusivement sur les réseaux aériens. Ils sont moins fidèles que les parafoudres, en ce sens que la dispersion des tensions d'amorçage en fonction des conditions atmosphériques, ou de la forme de l'onde, est bien supérieure à celle des parafoudres. En outre, un arc amorcé entre les électrodes d'un éclateur ne s'éteint pas toujours de lui-même lorsque la tension appliquée redevient normale. Les éclateurs doivent donc être utilisés conjointement **avec un dispositif de protection contre les défauts la terre extérieure à la cuve du transformateur.**

iv. *Protection contre les défauts résistants*

Les protections à temps constant des départs ne permettent pas de détecter des **courants de défaut homopolaire** inférieurs à leur seuil de réglage. Ces défauts sont dus essentiellement à : un conducteur tombé au sol, un contact du conducteur avec des branches d'arbres, des défauts d'isolement : neige, givre, isolateur fêlé.



Figure 37 : Une résistance de mise à la terre (RMALTs) Figure 38 : TC neutre

C. PROTECTIONS ARRIVEES ET DEPARTS

1. Protections des arrivées HTA

i. Protection contre les surintensités et les courts circuits entre phases

Cette protection est assurée par des relais qui protègent la barre 30kV contre les courts circuits et contre la surcharge, par l'intermédiaire de deux transformateurs de courant placés sur les phases A et C. L'intensité de réglage I_r doit satisfaire aux deux conditions suivantes :

- ✓ être assez élevée pour permettre d'utiliser les possibilités de surcharge du transformateur 90/30kV sans risque de déclenchement intempestif.
- ✓ être aussi faible que possible pour que la protection d'arrivée assure un certain secours des protections des départs.

Le réglage doit être calculé par rapport à l'intensité nominale du transformateur.

$$I_r \geq 1,6 I_{nTFO} \quad (3)$$

Le coefficient 1,6 prend en compte le transitoire d'enclenchement du transformateur doit être coordonné au seuil de réglages de la protection du transformateur HTB/HTA (Bushing).

$$I_r \geq 1,3 I_{nTC} \quad (4)$$

ii. Protection homopolaire

Réalisée par un relais homopolaire désensibilisé à l'harmonique 3 alimenté par la somme des courants secondaires de trois transformateurs de courant placés sur les phases A, B et C. Le réglage de base est :

$$I_{or} = \frac{1,2 I_{or \max}}{\beta} \quad (5)$$

Où, $I_{or \max}$ est le seuil de réglage du relais homopolaire du départ le plus élevé (des départs tableau) et I_{or} est le seuil de réglage de l'arrivée. Le coefficient β est introduit pour effectuer correctement le réglage de l'arrivée et est le rapport entre le courant résiduel du départ $3I_{0d}$ et le courant résiduel de l'arrivée $3I_{0a}$ et dépend de la valeur du capacitif total du réseau et du dispositif de mise à la terre.

$$\beta = \frac{3 I_{0r \text{ départ en défaut}}}{3 I_{0 \text{ arrivée en défaut}}} \quad (6)$$

En effet le réglage I_{or} doit être supérieur à 6% de l'intensité nominale du TC de l'arrivée. Cette contrainte impose d'implémenter des réglages souvent supérieurs aux valeurs calculées. Pour résoudre

ce problème, il faut envisager l'utilisation du TC tore homopolaire sur les arrivées. Dans tous les cas, il faut se référer à la courbe des TC fournis par le constructeur. **La temporisation de l'arrivée est réglée en général à 1,2 s.**

iii. Temporisation sur les défauts

Pour une arrivée HTA, la temporisation est la même aussi bien pour un défaut phase qu'homopolaire.

$$T_{\text{défaut}} = 2 * \text{temporisation de déclenchements des départs HTA} + \text{Intervalle de sélectivité de 200 ms} \quad (7)$$

Elle est fixée à **1,2s**. L'intervalle de sélectivité de 200ms tient compte du cumul de temporisation.

iv. Protections couplage HTA

La base de réglage des protections du couplage est identique à celui de l'arrivée HTA en défaut phase comme homopolaire. Cependant la temporisation sera réglée à **0,7s** pour tenir compte de la sélectivité avec l'arrivée qui est réglée à **1,2s**.

2. Protections départ ou ligne HTA

i. Protection contre les défauts phases

Les relais doivent être réglés en intensité à une valeur inférieure au plus petit courant de défauts susceptibles de se manifester entre phases apparaissant du point de départ pour lequel l'impédance de court-circuit est la plus grande, compte tenu des régimes de secours normaux voire exceptionnels. Ce courant est celui qui résulte d'un défaut biphasé sans contact à la terre à l'extrémité du réseau lorsque la tension des transformateurs d'alimentation est la plus basse possible.

$$I_r \leq 0,8 I_{ccb} \quad (8)$$

Elle doit être toutefois choisie supérieure à l'intensité du courant admissible dans le départ qui peut dépendre :

- Du calibre de ses transformateurs de courants (I_{nTC}) ou du courant maximal de la ligne ou du câble ($I_{câble}$). Dans le cas où l'intensité nominale de l'appareil est inférieure à I_{nTC} , c'est celle qui faut prendre en compte ;
- Eventuellement du courant maximal admissible dans les dérivations,

Les défauts biphasés ayant une résistance négligeables, l'intensité est limitée par les impédances des éléments du réseau :

$$I_{ccb} = \frac{U_n}{2\sqrt{R_L^2 + (X_{HTB} + X_{TFO} + X_L)^2}} \quad (9)$$

ii. Protection contre les surcharges

La protection surcharge implémentée sur les départs HTA a pour objectif de protéger le câble ou le conducteur contre les échauffements dus au dépassement de leurs courants maximum admissibles I_{map} .

Deux seuils de réglage devront être mis en œuvre :

✚ Premier seuil : $I_r = I_{map}$

- Alarme surchargeable après une temporisation de 120 s (2min)
- Déclenchement par surcharge en 3600 s (1h)

✚ Deuxième seuil : $I_r = 1,2 I_{map}$

- Déclenchement par surcharge en 1800s (30min)

iii. Protection contre les défauts homopolaires

Cette protection pour protéger le départ contre les **défauts à la terre**. Lorsqu'un départ est le siège d'un défaut monophasé, son relais homopolaire est traversé par un courant $3I_0$ qui varie en fonction de la résistance du défaut, de l'impédance de mise à la terre du neutre HTA et de la capacité homopolaire du réseau. Le réglage est choisi de façon à rester insensible au courant capacitif. Il détecte le courant de court-circuit minimal. Le courant résiduel qui caractérise le courant de défaut à la terre est égal à la somme vectorielle des 3 courants de phase. Le courant résiduel est égal à 3 fois le courant homopolaire I_0 .

$$I_{rsd} = 3I_0 = I_1 + I_2 + I_3 \quad (10)$$

On caractérise le courant résiduel par la mesure directe sur le TC tore soit par le calcul à partir de trois TC phase. **L'intensité de réglage I_{or} du relais homopolaire doit être la plus faible possible afin de détecter les défauts dont la résistance est la plus grande possible.** En outre, le réglage I_{or} du relais homopolaire doit être supérieur à la valeur du courant résiduel $3I_0$ du départ lorsqu'un défaut franc apparaît sur un autre départ:

$$I_{or} > 1,2 * (3I_0) \quad (11)$$

Le calcul donne pour un défaut franc $3I_0 = 3jC_0\omega V$, C_0 est la capacité totale du départ concerné.

iv. *Automate de réenclencheur*

La plupart des défauts dans les réseaux de distribution HTA aérien sont du type défaut fugitif, afin de limiter la durée de la coupure d'électricité des clients au minimum, les différents automates de reprise de service (réenclencheur) sont installés sur les départs. Il est mis en route par les contacts des relais de protection. L'instruction d'action de réenclencher est automatiquement effectuée selon les étapes consécutives ci-dessous :

Cycle réenclenchement automatique rapide : C'est le cycle de déclenchement réenclenchement triphasé rapide. Après 150 ms du moment de l'apparition du défaut, le disjoncteur est ouvert pour coupure de l'alimentation du réseau en défaut. La durée de mise hors tension est d'environ 300 ms pour permettre la désionisation de l'arc électrique. Si le défaut est éliminé après un cycle rapide, il est de type défauts fugitifs (monophasés ou polyphasés). **Ce cycle est nécessaire dans les départs aériens,**

Cycles de réenclenchement automatique lents : Ce mode de réenclenchement a pour but de réduire, dans la mesure du possible, les répercussions dues aux défauts semi permanents. Ces défauts possèdent la propriété de réapparaître après un cycle de réenclenchement rapide du disjoncteur du départ MT. Si le défaut réapparaît après la fermeture du disjoncteur à la fin du cycle rapide, on effectue automatiquement un cycle de déclenchement-réenclenchement triphasé lent. Un deuxième déclenchement a lieu 500 ms après la réapparition du défaut. La durée de coupure est de 15 à 30 secondes. Ce cycle peut être suivi d'un deuxième cycle analogue ; c'est le cas général lorsqu'il est fait usage d'interrupteurs aériens à ouverture dans le creux de tension (IACT).

Déclenchement définitif : si le défaut persiste encore après des cycles de réenclenchement (Cycle rapide, 1 ou 2 cycles lents), c'est un défaut permanent. Le disjoncteur est déclenché après 500ms jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire.

Dans **les réseaux souterrains** soit qu'on passe directement à ce cycle ou on peut inhiber le Réenclencheur, puisque la majorité des défauts affectant le réseau souterrain sont des défauts permanents.

Simulation d'un cycle de réenclenchement, composé d'un cycle rapide et deux cycles lent (1R+2L), sur un défaut permanent :

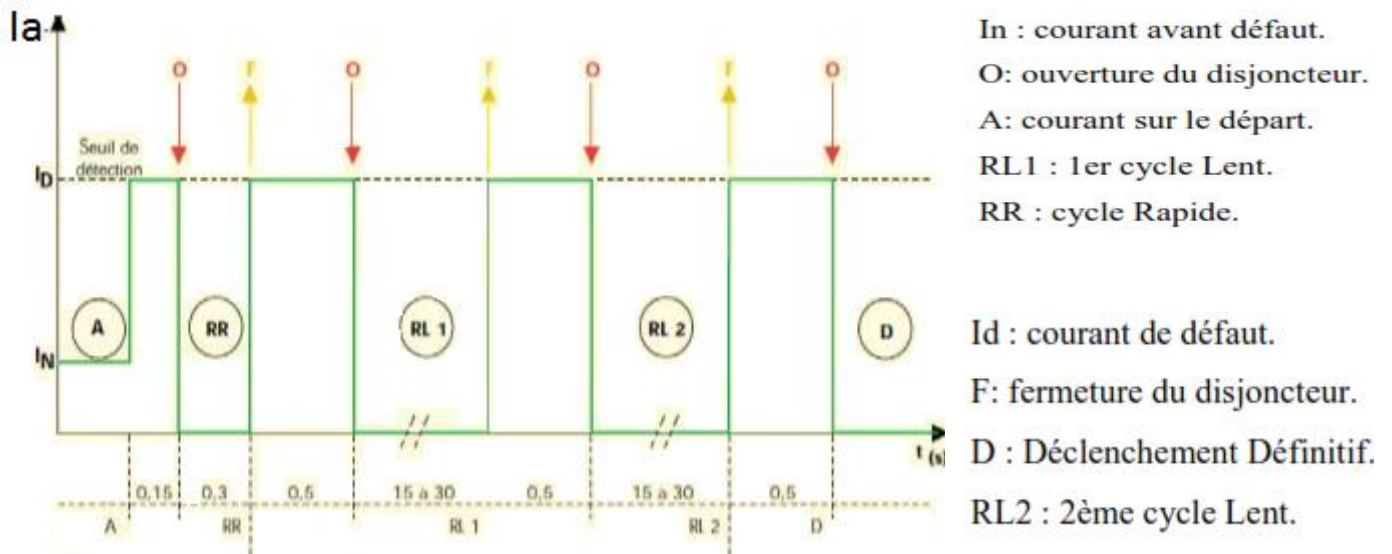


Figure 28: Diagramme des cycles de réenclencheur[12].

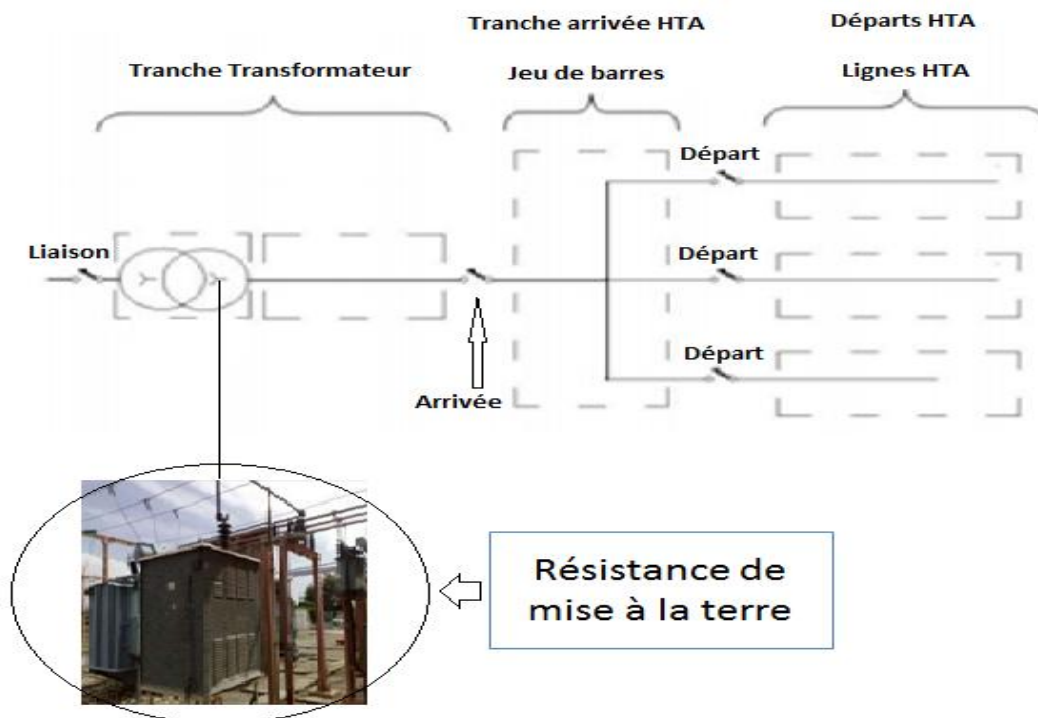


Figure 29: Zones de protection du réseau de distribution HTA de la CIE [10]

Conclusion partielle

Ainsi donc, nous avons exposé la constitution d'un transformateur et fait le tour de ses protections. Chaque zone de protection du réseau de distribution HTA se recouvre pour ne laisser aucun point de réseau HTA sans protection. Chaque protection agit en secours sur la défaillance de la protection qui la précède.

Chapitre 4 : ANALYSE DES AVARIES DES RMALTS.

A. ANALYSE DES FICHES PERIODIQUES D'INCIDENTS SUR LES TRANSFORMATEURS 90/30 KV DES POSTES SOURCES

1. Tableau du nombre de défauts de RMALT de la période de 2009 à 2017

Les déclenchements qui ont eu lieu sur le réseau dans la période de 2009 à 2017 en fonction des différentes puissances sont consignés dans le tableau suivant :

Tableau 4: Cas des RMALTs brûlées

N°	Date incident	Mois	Poste source	Liste des transformateurs avec RMALTs associés	Siège	Signalisation	Liste des déclenchements
1	06/11/2010	Novembre	Dimbokro	Transfo 90/30kV 7,5MVA	Avarie des RMALTs remplacée déjà le 02/11/2010	TC cramée	déclenchement de l'arrivée 30kV
2	07/09/2010	Avril	Dimbokro	Transfo 90/30kV 7,5MVA	RMALT brûlée	Maxi intensité	déclenchement de l'arrivée 30kV
3	08/09/2010	Avril	Dimbokro	Transfo 90/30kV 7,5MVA	RMALT brûlée	Maxi intensité	déclenchement de l'arrivée 30kV
4	09/09/2010	Juin	Dimbokro	Transfo 90/30kV 7,5MVA	RMALT brûlée	Maxi intensité neutre HTA	déclenchement de disjoncteur 90kV & 30kV
5	09/04/2012	Avril	Dimbokro	Transfo 90/30kV 7,5MVA	Avarie des RMALTs	Maxi intensité	déclenchement de l'arrivée 30kV
6	09/04/2012	Avril	Dimbokro	Transfo 90/30kV 7,5MVA	Avarie des RMALTs	Maxi intensité	déclenchement de l'arrivée 30kV

7	12/04/2012	Avril	Dimbokro	Transfo 90/30kV 7,5MVA	Avarie des RMALTs	Maxi intensité neutre HTA	déclenchement de disjoncteur 90kV & 30kV
8	10/01/2017	Janvier	Boundiali	Transfo 90/30kV 24 MVA	RMALT brulée	protection neutre et Bushing du TFO vétustes, consignateur non fonctionnel (entre temps)	déclenchement de l'arrivée 30kV
9	13/09/2010	Janvier	Boundiali	Transfo 90/30kV 24 MVA	Avarie des RMALTs	Maxi I homopolaire	Déclenchement du TFO
10	11/05/2015	Mai	Poste 90 KV Yopougon 1	TFO 90/30 kV 24MVA	Explosion & incendie du RMALT	Maxi intensité neutre HTA	déclenchement de disjoncteur 90kV & 30kV
11	11/05/2015	Mai	Poste 90 KV Yopougon 1	TFO 90/30 kV 24MVA	Avarie des RMALTs	Maxi intensité neutre HTA	Pendant la recherche d'un défaut sur le départ Anyama, une fumée est apparue au niveau de la RMALT du TFO 90/30 24MVA de Yopougon1 (L'on devait s'assurer qu'elle supporte des courants de défaut de 1000A).
12	11/05/2015	Juin	Poste 90 KV Yopougon 2	TFO 90/30 kV 24MVA	Avarie des RMALTs	Maxi intensité neutre HTA	déclenchement de disjoncteur 90kV & 30kV

13	24/06/2016	Juillet	Kossou	TFO 90/30 kV 24MVA	Avarie des RMALTs	Maxi intensité neutre HTA	déclenchement de l'arrivée 30kV Explosion de disjoncteurs
14	10/01/2017	Janvier	Boundiali	TFO 90/30 kV 24MVA	Avarie des RMALTs	Protection neutre Bushing	déclenchement de l'arrivée 30kV

a. Problème constaté

Un défaut se produisant en un point quelconque d'un réseau de distribution ne doit, en aucune façon, priver du courant électrique l'ensemble de l'installation.

Parfois deux ou plusieurs départs 30kV sont atteints simultanément par des défauts en particulier lors des intempéries, ce qui provoque le déclenchement intempestif de l'arrivée 30kV comme présenté sur la figure suivante :

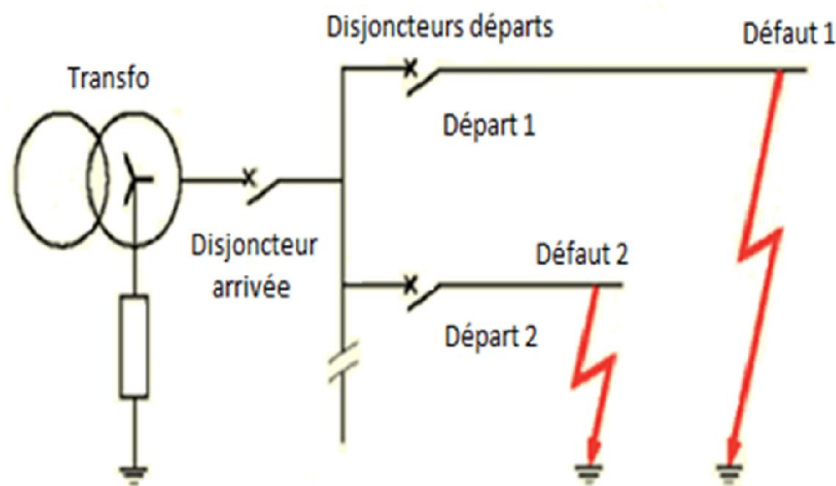


Figure 30: Défauts successives sur un transformateur HTB/HTA

b. Analyse du problème/Cumul du temps

La protection arrivée 30 kV démarre avec le défaut survenu sur le 1er départ, et un autre défaut du 2ème départ entre presque simultanément avec lui, suivi d'un autre défaut du 3ème départ ce qui fait cumuler les trois temps de chaque départ entraînant ainsi le fonctionnement de la protection arrivée, réglée à 2 s. Ceci est expliqué sur le chronogramme ci-après :

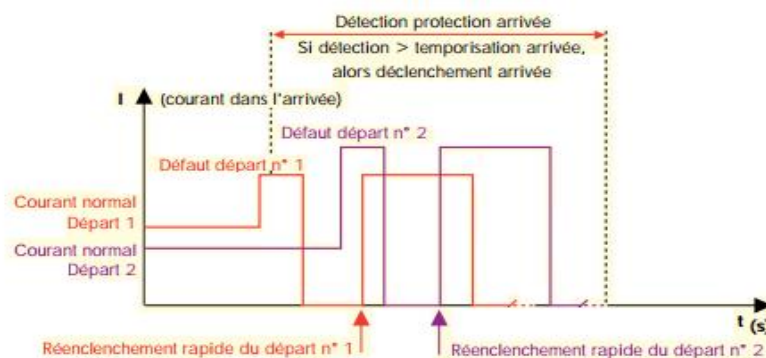


Figure 31: Cumul de deux défauts entraînant un déclenchement de l'arrivée

Les protections à maximum de courant phase (Maxi homopolaire) sont insensibles aux des défauts homopolaires et aux défauts à la terre. Donc le déclenchement du disjoncteur de l'arrivée HT entraîne la mise hors tension de tous les départs. Ce qui occasionne les multiples avaries des RMALTS. L'évolution du régime de neutre dégrade la sensibilité des protections. On utilisera une protection de puissance homopolaire dont l'angle interne sera coordonné avec le dispositif de mise à la terre du neutre.

Un défaut à la terre affectant un départ, en provoquant le fonctionnement du disjoncteur shunt, génère un défaut double sur le réseau HTA et entraîne un cumul de temps entraînant le fonctionnement de la protection amont.

Le défaut double est la conséquence d'un mauvais entretien des lignes HTA ou d'un isolement en mode commun momentanément insuffisant.

Objectif : C'est de traiter ce problème en essayant de régler ce déclenchement, qui aura une influence sur les départs et ainsi une coupure du courant pendant un temps important.

B. FREQUENCE DE DECLENCHEMENT DES DISJONCTEUR PAR POSTE SOURCE

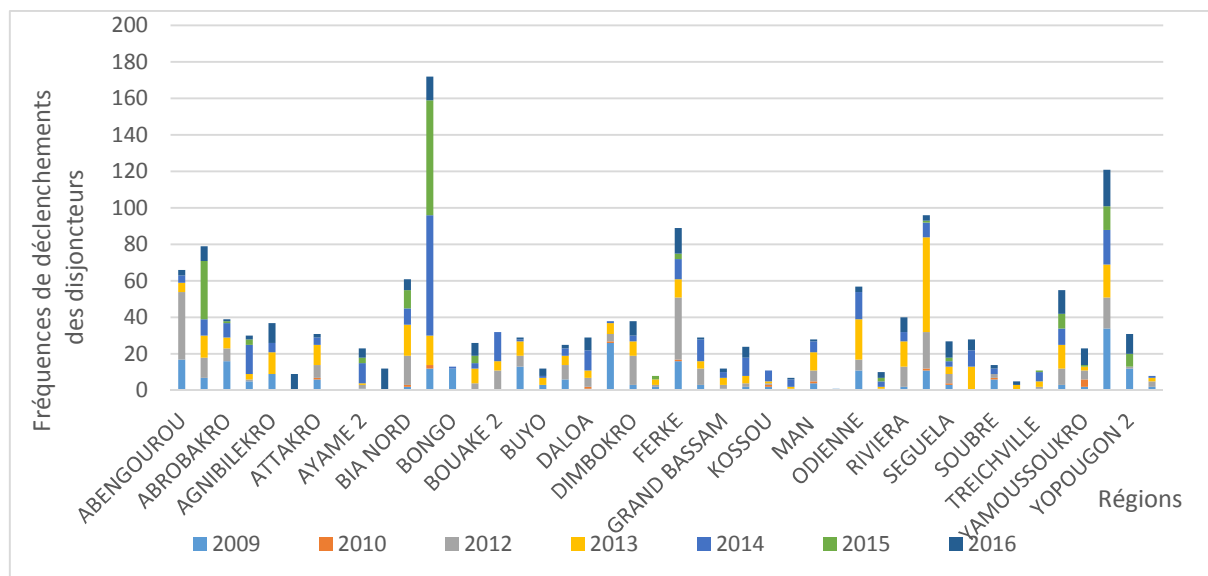


Figure 32: Fréquences de déclenchement des disjoncteurs

- En 2009, 2012, 2014 et 2015, il y'a une fréquence de déclenchement élevée des disjoncteurs HTA,
- Les pics des déclenchements sont au-dessus de 50%,
- 2009 est l'année où on a majoritairement le plus déclenchements sur les départs HTA,

- L'allure de ces courbes confirme le fait que les déclenchements remarqués sur la fiche périodique d'incident sur font à répétitions après qu'ils aient été remplacés.

C. TYPES DE DECLENCHEMENTS

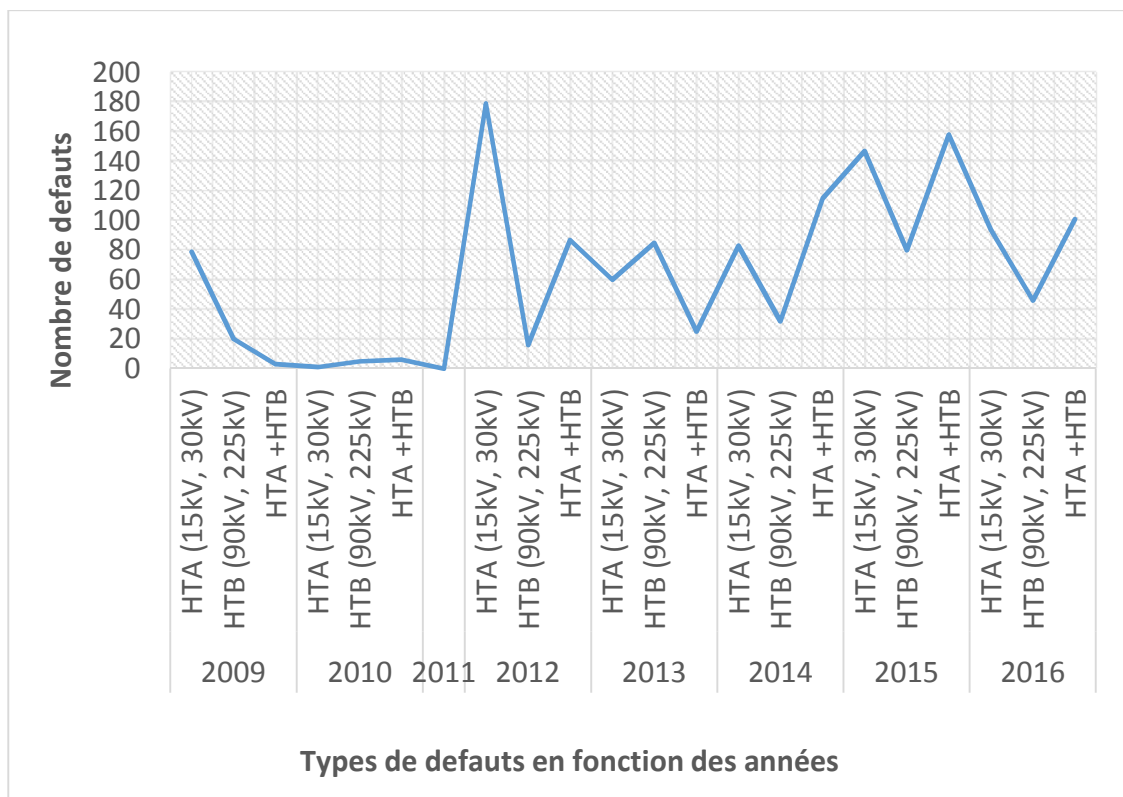


Figure 33: Types de déclenchements

Au regard du graphe ci-dessus, lorsque nous prenons les plages d'années, les types de déclenchement majoritairement que l'on identifie sont les défauts du type HTA. Le pic de nombre de défauts est de 179 pour l'année 2012.

L'année 2010, sur le schéma est une année où le nombre de défauts est en baisse. De 2012 à 2014, le nombre de défauts sont moyennement identiques. Mais dès 2015, on constate une recrudescence des défauts surtout du type HTA.

D. ENERGIES NON DISTRIBUEES DUES AU DECLENCHEMENTS DES DEPARTS HTA

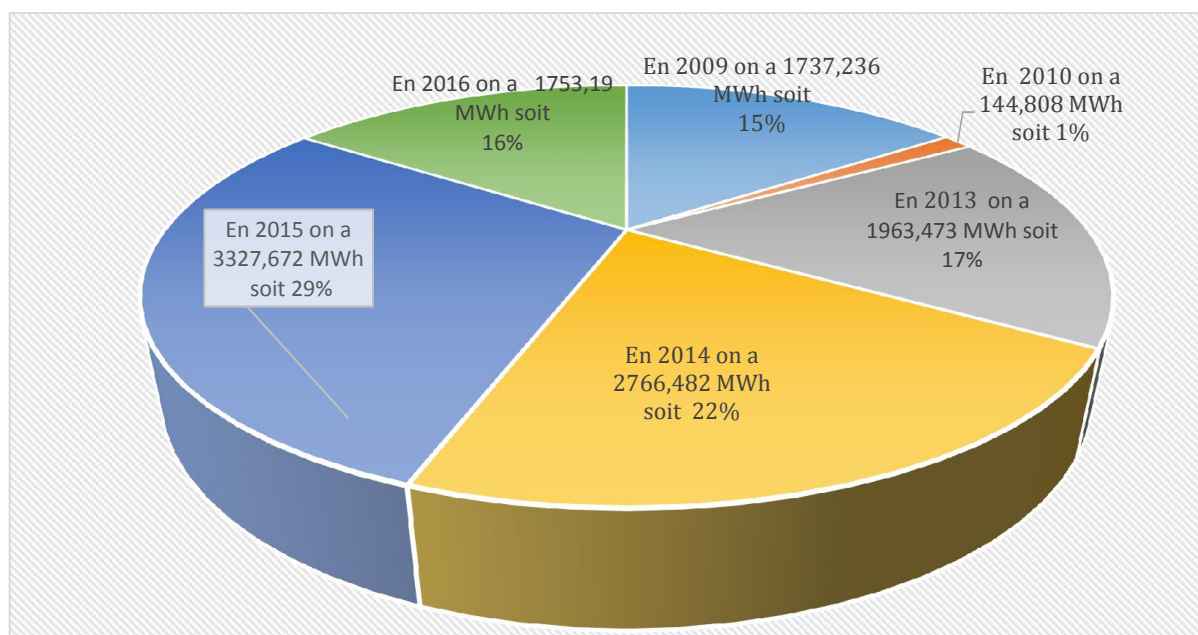


Figure 34: Energies (perdues) non distribuées causées par les défauts HTA

Au regard du graphe des causes de déclenchements, on a un accroissement des défauts HTA au fil des ans de 2009 à 2015. Un grand nombre de remontées de défauts HTA avec pour répercussions d'énormes pertes d'énergies. Ces événements ont provoqué une perte d'énergie de **11392,861 MWh**.

Cela s'explique par le fait :

- des régleurs en charge qui court-circuitent et ouvrent le courant de charge en quelques dizaines de millisecondes, par une action mécanique. Tout défaut sur ce système engendre rapidement des problèmes importants,
- de la vétusté des RMALTS,
- de la qualité de la terre,
- des défaillances des automates de reprises de services,
- que la faute soit causée par les équipes en charge de la maintenance,
- les courants capacitifs résiduels du réseau augmentent du fait de l'extension du réseau de câble HTA,

E. PROPOSITIONS DE SOLUTIONS

1. Solution

Pour éviter le déclenchement de l'arrivée, dû à un cumul de temps crée par une succession de trois défauts sur les départs, on met en place une sélectivité logique entre protections départs et protection arrivée 30kV.

La sélectivité logique : La sélectivité logique nécessite un échange d'informations entre les différentes protections. Un raisonnement logique permet de situer le défaut entre les départs et la liaison pour accélérer le déclenchement.

En effet, la première protection détectant un défaut envoie un ordre de « blocage » aux autres protections en amont, les empêchant ainsi de se déclencher.

Principe de la sélectivité logique : Quand un départ détecte un défaut, il commence à temporiser, puis le relais de temporisation de la protection de l'arrivée HTA commence à temporiser aussi.

Si au moins un autre départ détecte un défaut, ceci entraîne le blocage de la temporisation du relais de protection de l'arrivée HTA. Chaque protection sollicitée par un défaut envoie :

- Un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont)
- Un ordre de déclenchement du disjoncteur associé sauf s'il a reçu lui-même un ordre logique d'attente de l'étage aval

Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

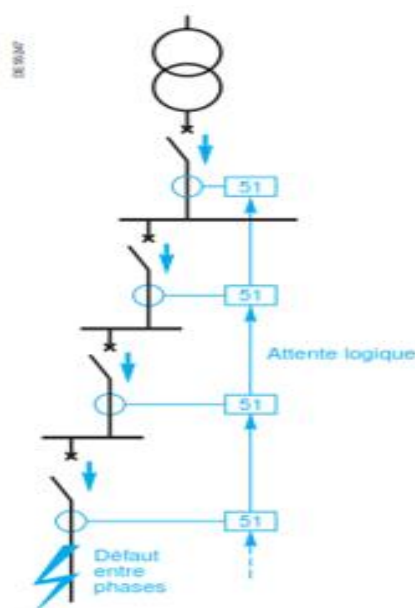


Figure 35: Sélectivité logique [6]

Il est nécessaire de régler la temporisation de déclenchement de l'arrivée à 2 fois la temporisation de déclenchement des départs HTA, augmentée de l'intervalle de sélectivité. Ce temps peut même être augmenté si le poste possède un disjoncteur shunt.

2. Conditions de bon fonctionnement des RMALTs.

Il faut s'assurer que les résistances supportent sans dommage, ni vieillissement prématuré, avec une température ambiante de 40°C, la répétition indéfinie de cycles de fonctionnement comportant les trois stades consécutifs suivants :

- la résistance est traversée par un courant de 5 A pendant un temps suffisant pour que le régime d'échauffement permanent soit atteint.
- le courant est porté à 20A pendant 10 minutes.
- la résistance est alimentée à sa tension nominale pendant 5 s.

Ces cycles sont suffisamment espacés, pour que la résistance se refroidisse complètement entre deux cycles.

3. Installations d'autres protections complémentaires de la mise à la terre du neutre HTA

ii. Contrôle de continuité

Cette protection permettra de détecter les ruptures dans la connexion de mise à la terre du neutre du secondaire du transformateur HTB/HTA. Elle est constituée d'une protection ampèremétrique non filtrée à temps constant. Cette protection enverra une alarme de signalisation de la rupture du neutre :

$$I_r \leq 0,8 I_{\text{résiduel permanent minimum}} \quad (12)$$

iii. Détection de court-circuit

Cette protection est destinée à signaler les courts-circuits entre spires dans les résistances de neutre. Elle est constituée d'une protection ampèremétrique à temps constant à seuil minimal.

iv. Détection de défaut homopolaire

La protection de neutre transformateur est le secours de l'arrivée sur les défauts homopolaires. Elle est constituée d'une protection ampèremétrique à temps constant selon le réglage ci-dessous.

$$I_r \geq 1,2 I_{\text{r homopolaire arrivée}} = 1,5 \text{ s} \quad (13)$$

Elle provoque le déclenchement des deux (02) disjoncteurs d'encadrements du transformateur HTB/HTA.

NB : Au niveau du transformateur HTB/HTA, le courant homopolaire est limité à 100A dans le neutre.

v. Protection thermique : Protection de Terre Résistante

C'est une protection ampèremétrique à temps dépendant, coordonnée avec les Equipements de Protection Automatique Terre Résistante (EPATR), la tenue thermique des matériels et la protection homopolaire. Elle est destinée principalement aux postes du palier 86 et protège la résistance de mise à la terre et/ou la self contre les défauts résistants. Les protections à temps constant des départs ne permettent pas de détecter des courants de défauts homopolaires inférieurs à leur seuil de réglage.

Ces défauts sont dus essentiellement soit à un conducteur tombé au sol, un contact du conducteur avec des branches d'arbres, pailles, des défauts d'isollements (isolateur fêlé, nappe voute vrillé).

Le principe retenu est la mesure du courant circulant dans la mise à la terre du neutre HTA de transformateurs HTB/HTA par un DTR alimenté par un tore spécial de rapport 1/1 A (un transformateur de courant inséré dans la connexion de mise à la terre du neutre HTA), qui est saturé pour une valeur de 10A environ afin de protéger le circuit secondaire du transformateur. L'impédance de neutre peut être endommagée, si le défaut est suffisamment franc et si le réglage de la protection homopolaire du départ est suffisamment élevé, car le défaut ne sera éliminé qu'en 165s.

Le seuil du relais ampèremétrique est réglable de 0,5 A à 2A. Il consiste en un relais ampèremétrique associé à un relais temporisé. Le réglage du DTR doit être le plus faible possible. Le réglage est fonction du courant homopolaire permanent et transitoire.

$$0,5 A < I_{rDTR} < 1,5 A \quad (14)$$

Pour les départs munis de cette protection à temps dépendant (EPATR), cette protection servira de secours en cas de non fonctionnement.

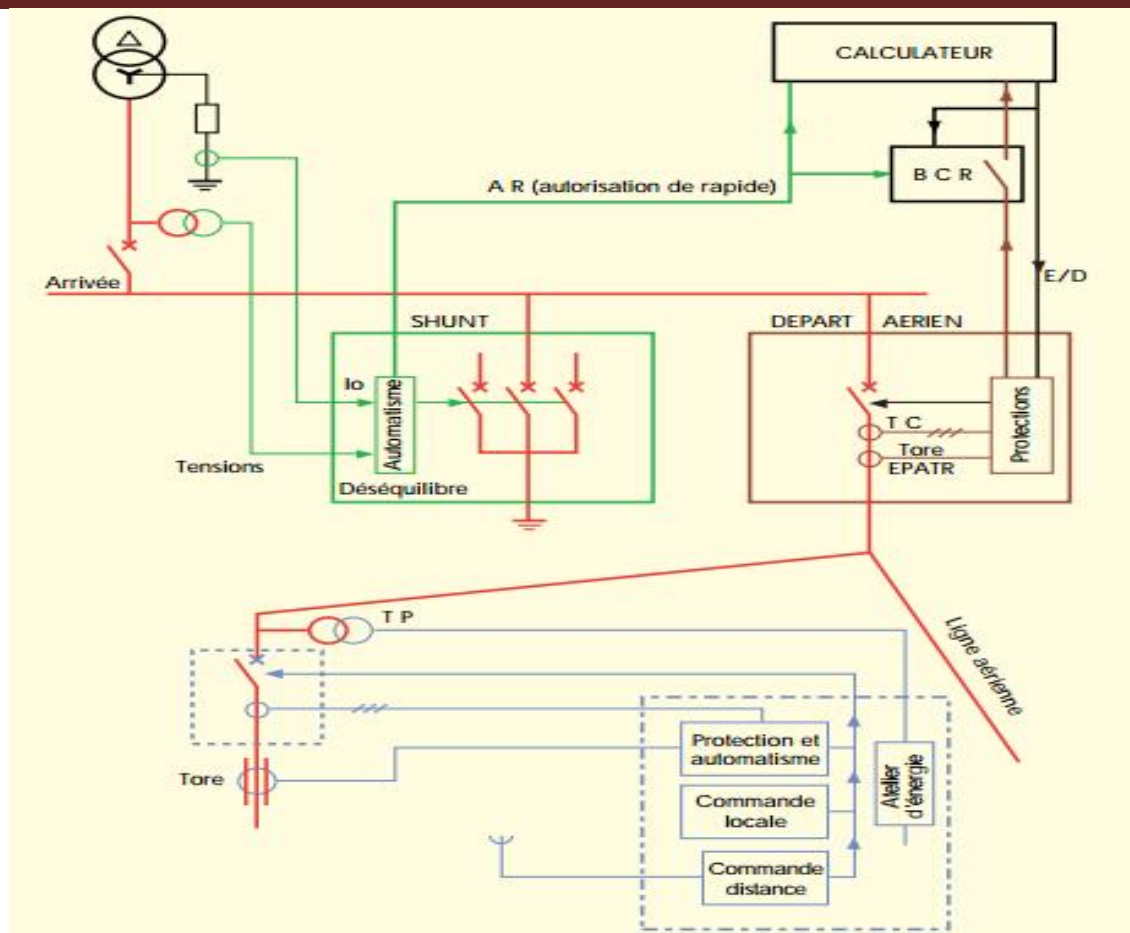


Figure 36: Solution proposée [12]

vi. Adaptation de réglage des automatismes de protection

- **Entre départ et arrivée** : le coefficient β doit être supérieur à 1 (obligatoire pour une RMALT). Le réglage de l'arrivée sera inférieur au réglage du départ, ce qui améliore la situation.
- **Entre arrivée et liaison** : la valeur de réglage ampèremétrique d'un niveau doit être supérieure au niveau **inférieur (en général un coefficient 1,2 s'applique)** pour deux raisons :
 - ❖ la protection de niveau supérieur ne doit pas être plus sensible que la protection de niveau inférieur,
 - ❖ des incertitudes existent quant aux rapports de transformation, aux valeurs de réglage.

Cette conception s'appuie sur l'hypothèse que les courants capacitifs résiduels au réseau sont faibles devant le courant généré par l'impédance de neutre. Une valeur élevée de réglage sur une protection homopolaire ampèremétrique de départ peut amener des valeurs encore plus élevées des

protections arrivée et liaison. Ceci crée une perte de sensibilité trop importante pour ces protections.

4. Maintenance des transformateurs HTB/HTA

On définit la maintenance comme l'ensemble des actions exécutées dans le but de maintenir une installation ou un élément d'une installation dans un état spécifié.

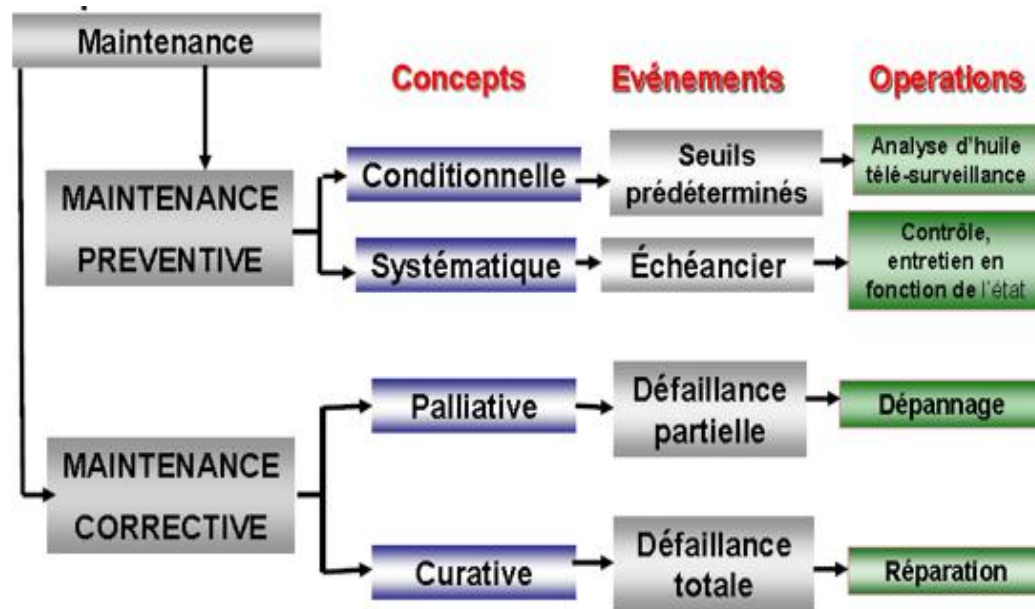


Figure 37: Type de maintenance [7]

a. Elaboration d'une politique de maintenance

La démarche qui accompagnera l'élaboration d'une politique de maintenance se résume par :

- la recherche d'informations caractéristiques des ouvrages et la constitution d'un historique des incidents et avaries.
- Il s'agit alors de définir les actions à entreprendre pour améliorer la qualité de service dans les limites financières consenties.

b. Actions de maintenance préventive des équipements d'un poste HT / Fréquences d'intervention des transformateurs de puissance

Il s'agit ici de détecter les défauts latents sur les matériels par les actions d'entretien dont la périodicité dépend de la criticité des défaillances des matériels. Elles reposent sur les opérations suivantes :

- Chaque action fera l'objet d'une procédure d'application.
- Les interventions doivent s'appuyer sur des procédures formalisées qui doivent faire l'objet d'une application rigoureuse.

Tableau 5: Solution pour un bon rendement des transformateurs [7]

Types de Maintenance	But	Fonction	Consistance	Plan de maintenance	
				Normal	Renforcé
La Visite périodique des matériels		Comporte un caractère préventif réel (contrôle visuel des matériels)	Examen minutieux du matériel en service, les opérations de contrôle sont mentionnées sur une fiche préétablie, elle est remplie au fur et à mesure du déroulement de la visite servant par la suite à remplir le compte-rendu de visite.	3 mois	1 mois
			Visite d'une cellule : disjoncteurs, sectionneurs, réducteurs de mesure, connexions HT, etc.		
			Visite des transformateurs HTB/HTA		
			Type d'entretien : Contrôle niveau d'huile,		
La thermographie infrarouge	détecter des échauffements anormaux	Recherche des points chauds sur les matériels HT et leurs connexions détectant ainsi des pannes latentes (têtes des disjoncteurs, bornes des transformateurs, contacts des sectionneurs, raccords des appareillages)	Des raccords	2 à 3ans	1 an
			Des manchons		
			Des têtes de disjoncteurs		
			Des bornes des transformateurs		
			Des contacts de sectionneurs		

L'analyse d'huile		Détermination de la tenue diélectrique de l'huile des transformateurs de puissance et son état d'oxydation.		2 ans	1 an
Le contrôle périodique de matériel	Outre les vérifications mensuelles, vérification des chaînes fonctionnelles complètes (équipements basse tension de protection et de signalisation, équipements HT)	Vérification du bon fonctionnement des matériels avec contrôle des signalisations et tests fonctionnels (essai ou mesure effectuée sur l'appareil en service dans le but de détecter des problèmes de fonctionnement ou de dégradation de composants), Travaux à réaliser sans consignation de l'ouvrage mais avec interruption de service avec un délai de restitution rapide.	▪ Défauts monophasés simulé à partir d'une caisse d'essais permettant de contrôler les temps de déclenchement et de réenclenchement du disjoncteur ainsi que le bon fonctionnement des protections et réenclenchements	6 mois	6 mois
			▪ Des manœuvres de sectionneurs avec mesure de couple		
			▪ Essais sur le régleur des transformateurs (passage de toutes les prises)		
			▪ Contrôle du basculement des indicateurs de circulation d'huile.		

La révision des matériels		Maintenance plus approfondie (curative)	Travaux à réaliser avec consignation de la cellule et nécessitant le démontage plus ou moins complet de différents organes (	10 à 12 ans	
			Disjoncteurs : Remplacement des joints d'étanchéité, Examen des parties mécaniques et éventuellement changement, Remplacement des huiles de commande ou d'isolement		
			Sectionneurs : Examen et remplacement des contacts, des tresses		
			Régleurs : Dépose du corps insérable, Mesure de la rigidité diélectrique de l'huile, Examen des pièces mécaniques, Nettoyage complet		
			Vérification des contacts et éventuellement changement		

Conclusion partielle

Dans ce dernier chapitre, nous avons présenté le problème qui touche le plan de protection adopté par la C.I.E, à savoir le problème fréquent du cumul du temps.

L'évolution du régime de neutre associée au développement du câble sur les réseaux HTA a induit une désensibilisation des protections qui n'a pas été perçue par les exploitants. Des défauts qui auraient dû être traités en défaut franc ont donc été éliminés comme des défauts résistants entraînant parfois la destruction du dispositif de mise à la terre du neutre.

On a mis en place une sélectivité logique. Cette solution n'est appliquée jusqu'à présent que dans les postes 90/30 kV des zones d'Abidjan.

CONCLUSION

Quelles que soit leurs positions et leurs fonctions dans le réseau, les transformateurs sont des composants stratégiques qui représentent parfois des investissements très importants. Leur niveau de disponibilité est donc important. Il arrive toutefois que ces matériels soient soumis à des contraintes anormales pouvant réduire leur durée de vie. Le choix du régime du neutre d'un réseau HTA engage l'avenir du réseau électrique ivoirien, car chaque système entraîne l'installation de matériels spécifiques pour le niveau d'isolement, les conditions d'exploitation et d'entretien, les systèmes de protection contre les défauts. Le système de neutre adopté doit être cohérent avec la structure du réseau HTA (niveau de tension, longueur des départs, réseau souterrain ou aérien, densité de charge). On peut noter trois avantages de la mise à la terre du neutre :

- **La conception des protections est simple** : en effet, les relais de protection au poste source sont en général des relais de conception simple, ampèremétriques à temps indépendant. La sélectivité est obtenue par des temporisations prédéterminées, de valeur croissante lorsqu'on s'éloigne du poste source.
- **La structure du réseau est flexible** : le réglage des protections au poste source est peu influencé par les modifications de schémas.
- **La sécurité est correctement assurée** : l'exploitant est immédiatement informé de l'apparition d'un défaut monophasé. En effet, en régime normal de fonctionnement, il n'existe pas de retour de courant par la terre, même si les charges de phases sont très déséquilibrées, puisque le réseau n'est mis à la terre qu'au poste source et que le neutre n'est pas distribué.

Mais la qualité de service doit être surveillée. Enfin, en ajoutant un disjoncteur shunt, on parvient finalement à réduire le nombre de microcoupures.

La sélectivité doit être assurée par télé-conduite.

CONCLUSION GENERALE

L'architecture d'un réseau influe directement sur le comportement du système électrique. Elle se doit de présenter une topologie de faible réactance afin d'offrir la puissance de court-circuit nécessaire au confort des usagers domestiques ainsi qu'au bon fonctionnement des processus industriels. Le choix d'un régime de neutre est le résultat d'un compromis entre des impératifs dont les critères d'appréciations relèvent de la qualité du produit électricité, de la continuité de la fourniture, de la sécurité des biens et des personnes ainsi que la réduction des coûts.

La maîtrise des contraintes provoquées par les déséquilibres homopolaires est obtenue par des dispositions techniques cohérentes. Dans ce cadre, l'exploitant d'un réseau d'énergie électrique doit garantir le mode de fixation du neutre à la terre, réaliser des prises de terre de qualité et établir le schéma d'exploitation afin d'obtenir, au meilleur coût, la qualité de service attendue par les usagers.

Il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un transformateur et ses protections. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur les résistances de mises à la terre.

La détection des défauts à la terre par la surveillance du courant homopolaire permet de réduire les coûts du système en évitant de recourir à l'installation de TC tore encombrant.

En perspective de ce travail, plusieurs propositions à même de compléter cette étude sont envisageables, nous citerons :

- 1) maîtriser l'évolution du réseau et la charge (l'adapter aux nouvelles protections),
- 2) coordination des protections entre les différentes parties du réseau,
- 3) mise en œuvre de ces recommandations peut faire l'objet de la mise en place d'un groupe d'expertise mixte Transport-Distribution.
- 4) mise à jour du réseau de terre.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] M. Lambert, «Les résistances de point neutre Extrait de "la pratique des régimes de neutre en haute tension".».
- [2] C. PREVE, «Guide Des Protections Des Reseaux Electriques Industriels,» 1996.
- [3] Compagnie Ivoirienne D'Electricité (CIE), Rapport Annuel , Activités, Resultats financiers, Developpement Durable, Abidjan-Treichville, 2016.
- [4] B. BAYALA, «Cours sur les transformateurs-Master2,» Burkina Faso,, Edition 2014.
- [5] Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE), «Projet de Déploiement des évolutions du plan de protection contre les courants de courts circuits de reseaux d'electricité de cote d'Ivoire,» Abidjan, 2015.
- [6] F. Abdelaziz, «Cours_Protection et automatisme des réseaux électriques_Master 2,» Ouagadougou (Burkina Faso), 2016.
- [7] A. FGAIER, «Cours_Fiabilité et Maintenance des réseaux électriques_Master2,» Burkina Faso, 2016-2017.
- [8] Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE), Société des Energies de Côte d'Ivoire (CI-Energies), «Plan de protection du réseau électrique de Transport d'énergie électriques/Version 3,» Abidjan, 01 Juin 2016..
- [9] Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE), «Schémas Unifilaires/Postes HTB & HTA / DTET,» Abidjan, Octobre 2015.
- [10] NIFAOUI Younes/OUANTER Hamza, «Amélioration des protections des postes sources HTA/HTB,» Maroc, 2015.
- [11] Compagnie Ivoirienne d'électricité (CIE), Direction Générale Adjointe de la distribution, «Plan de protection des réseaux éleectriques de la distribution et les limites,» Abidjan, Août 2016.
- [12] Le service transport énergie d'EDF-GDF SERVICES , « Plan de protection des réseaux HTA, B•61-21; B•61-22,» Février 1994.
- [13] Réseaux de Transport d'Electricité, Réseaux de Transport d'Electricité, Strasbourg.
- [14] Y. J. W. A. BATIONO, «Memoire pour l'obtention du Master en Ingénierie de l'eau et de l'environnement Option Electricité : Etude des protections électriques de la ligne HTA 33 kV KAYA – DORI,» Ouagadougou, Burkina Faso.



**ETUDES DES AVARIES DE RESISTANCES DE MISE A LA TERRE
SUR LES TRANSFORMATEURS HTB/HTA DANS LES POSTES
SOURCES DE COTE D'IVOIRE**



ANNEXES



**ETUDES DES AVARIES DE RESISTANCES DE MISE A LA TERRE
SUR LES TRANSFORMATEURS HTB/HTA DANS LES POSTES
SOURCES DE COTE D'IVOIRE**



Annexe 1: Nombres de déclenchements selon les villes de côte d'ivoire

POSTE SOURCE	NOMBRE DE DECLENCHEMENTS						
	2009	2010	2012	2013	2014	2015	2016
ABENGOUROU	17	0	37	5	4	0	3
ABOBO	7	0	11	12	9	32	8
ABROBAKRO	16	0	7	6	8	1	1
AGBOVILLE	5	0	1	3	16	3	2
AGNIBILEKRO	9	0	0	12	5	0	11
ANOUMANBO	0	0	0	0	0	0	9
ATTAKRO	6	1	7	11	4	0	2
AYAME 1	0	0	0	0	0	0	0
AYAME 2	1	0	2	1	11	3	5
AZITO	0	0	0	0	0	0	12
BIA NORD	2	1	16	17	9	10	6
BIA SUD	12	2	0	16	66	63	13
BONGO	12	0	0	0	1	0	0
BOUAKE 1	0	0	4	8	3	4	7
BOUAKE 2	0	0	11	5	16	0	0
BOUNDIALI	13	0	6	8	1	0	1
BUYO	3	0	0	4	1	0	4
DABOU	6	0	8	5	4	0	2
DALOA	1	1	5	4	11	0	7
DANANE	26	1	4	6	1	0	0
DIMBOKRO	3	0	16	8	3	0	8
DIVO	2	0	1	3	0	2	0
FERKE	16	1	34	10	11	3	14



ETUDES DES AVARIES DE RESISTANCES DE MISE A LA TERRE
SUR LES TRANSFORMATEURS HTB/HTA DANS LES POSTES
SOURCES DE COTE D'IVOIRE



GAGNOA	3	0	9	4	12	0	1
GRAND BASSAM	1	0	2	4	3	0	2
KORHOGO	2	0	2	4	10	0	6
KOSSOU	2	1	1	1	6	0	0
LABOA	0	1	0	1	4	0	1
MAN	4	1	6	10	6	0	1
MARABA	1	0	0	0	0	0	0
ODIENNE	11	0	6	22	15	0	3
PLATEAU	0	0	1	1	3	2	3
RIVIERA	2	0	11	14	5	0	8
SAN PEDRO	11	1	20	52	8	1	3
SEGUELA	3	1	5	4	3	2	9
SEREBOU	0	0	0	13	9	0	6
SOUBRE	6	1	2	0	3	0	2
TAABO	0	0	0	3	0	0	2
TREICHVILLE	1	0	1	3	5	1	0
VRIDI	3	0	9	13	9	8	13
YAMO USSOUKRO	2	4	5	2	0	1	9
YOPOUGON 1	34	0	17	18	19	13	20
YOPOUGON 2	12	0	1	0	0	7	11
ZUENOULA	2	0	3	2	1	0	0
TOTAUX	257	17	271	315	305	156	215



ETUDES DES AVARIES DE RESISTANCES DE MISE A LA TERRE
SUR LES TRANSFORMATEURS HTB/HTA DANS LES POSTES
SOURCES DE COTE D'IVOIRE



Annexe 2: Types de déclenchements

	2009			2010			2012			2013			2014			2015			2016		
TYPES DE DECLEN CHEMEN TS	HTA (15kV, 30kV)	HTB (90kV, 225kV)	HTA +HTB	HTA (15k V, 30k V)	HT B (90 kV, 225 kV)	HT A +H TB	HT A (15k V, 30k V)	HT B (90 kV, 225 kV)	HT A +H TB	HT A (15 kV, 30k V)	HT B (90k V, 225 kV)	HT A +H TB	HT A (15 kV, 30k V)	HT B (90k V, 225 kV)	HT A +H TB	HT A (15k V, 30k V)	HT B (90k V, 225 kV)	HT A +H TB	HT A (15 kV, 30k V)	HT B (90k V, 225 kV)	HT A +H TB
NOMBRE	79	20	3	1	5	6	179	16	87	60	85	25	83	32	11 5	147	80	158	94	46	101
TOTAL	409	408	407	47	46	47	320	320	320	363	363	363	514	514	514	565	565	565	271	271	271



**ETUDES DES AVARIES DE RESISTANCES DE MISE A LA TERRE
SUR LES TRANSFORMATEURS HTB/HTA DANS LES POSTES
SOURCES DE COTE D'IVOIRE**

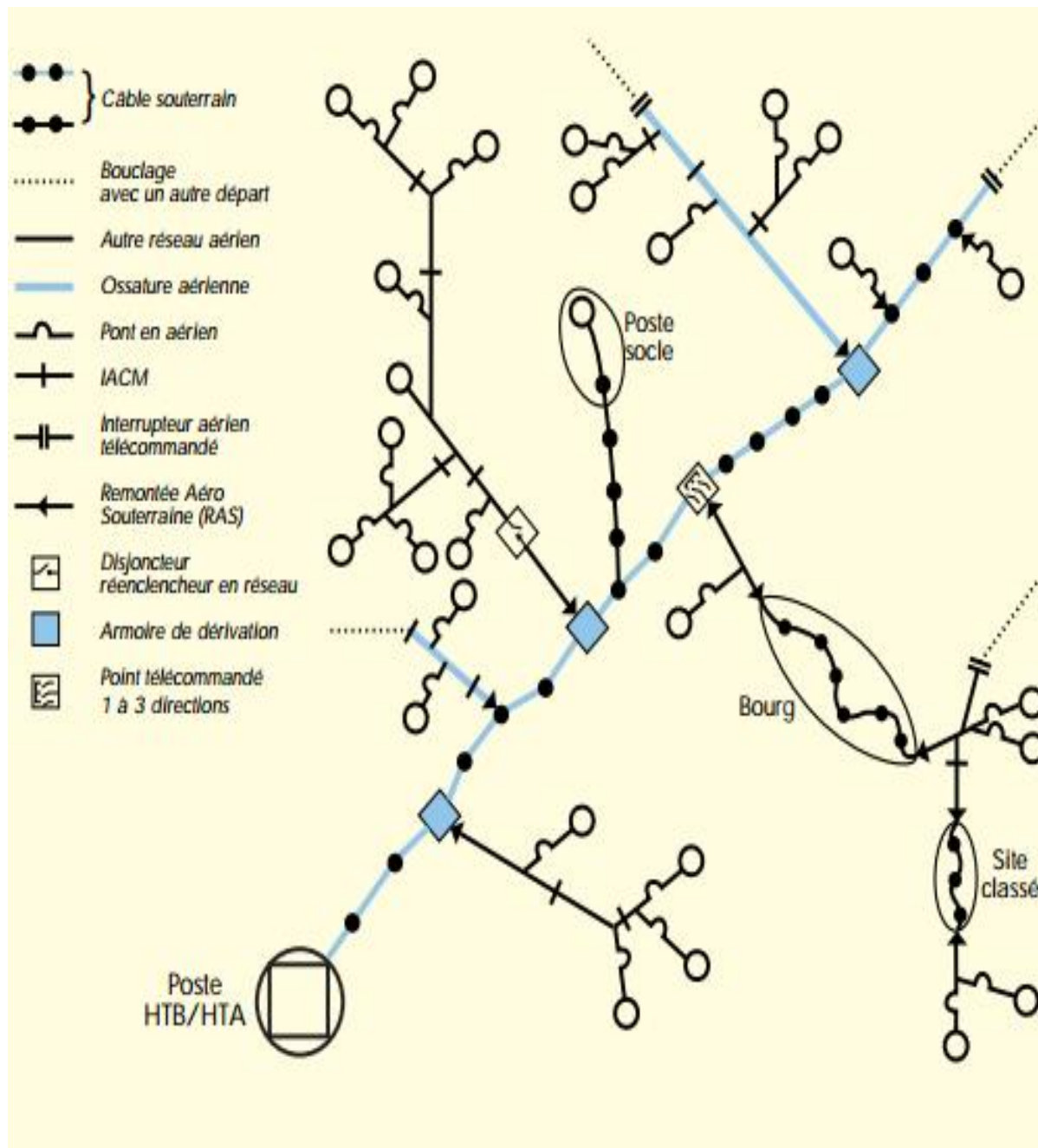


Annexe 3: Energies non distribuées dues aux défauts HTA

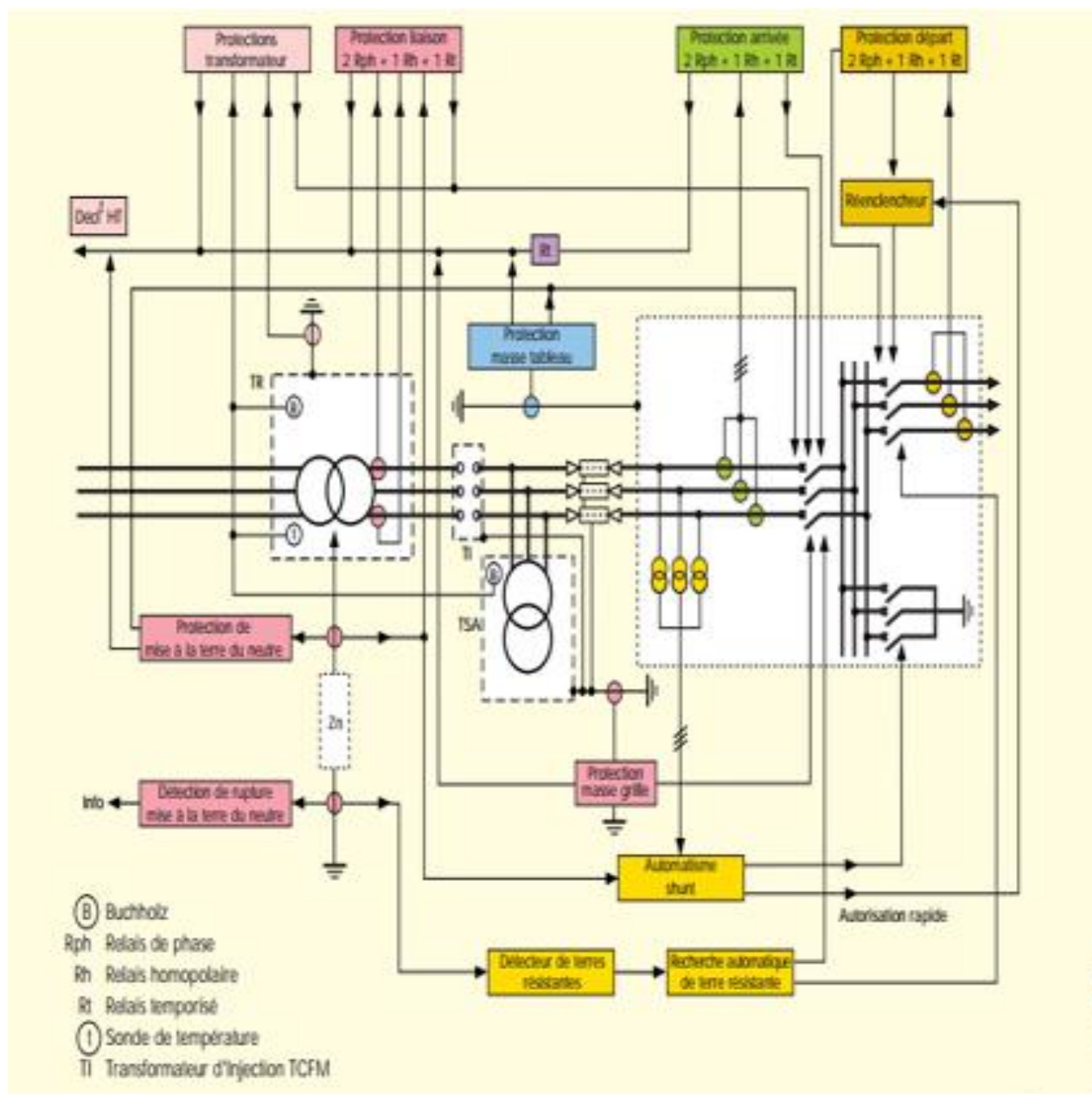
		2009			2010				2012			
REMONTÉES DE DÉFAUTS HTA	NBRE	PRCTGE	END	TOTAL	NBRE	PRCTGE	END	TOTAL	NBRE	PRTGE	END	TOTAL
	108	26,34	1737,27	410	37	77,08	144,8	48	0	0	0	282
AUTRES	302	73,66	4857,91		11	22,92	43,051		0	0	0	

2013				2014				2015				2016			
NBRE	PRCTGE	END	TOTAL	NBRE	PRCTGE	END	TOTAL	NBRE	PRCTGE	END	TOTAL	NBRE	PRCTGE	END	TOTAL
85	23,481	1963,5	362	115	22,374	2466,48	514	158	27,96	3327,7	565	101	37,27	1753	271
85	23,481	1963,5	362	115	22,374	2466,48	514	158	27,96	3327,7	565	101	37,27	1753	

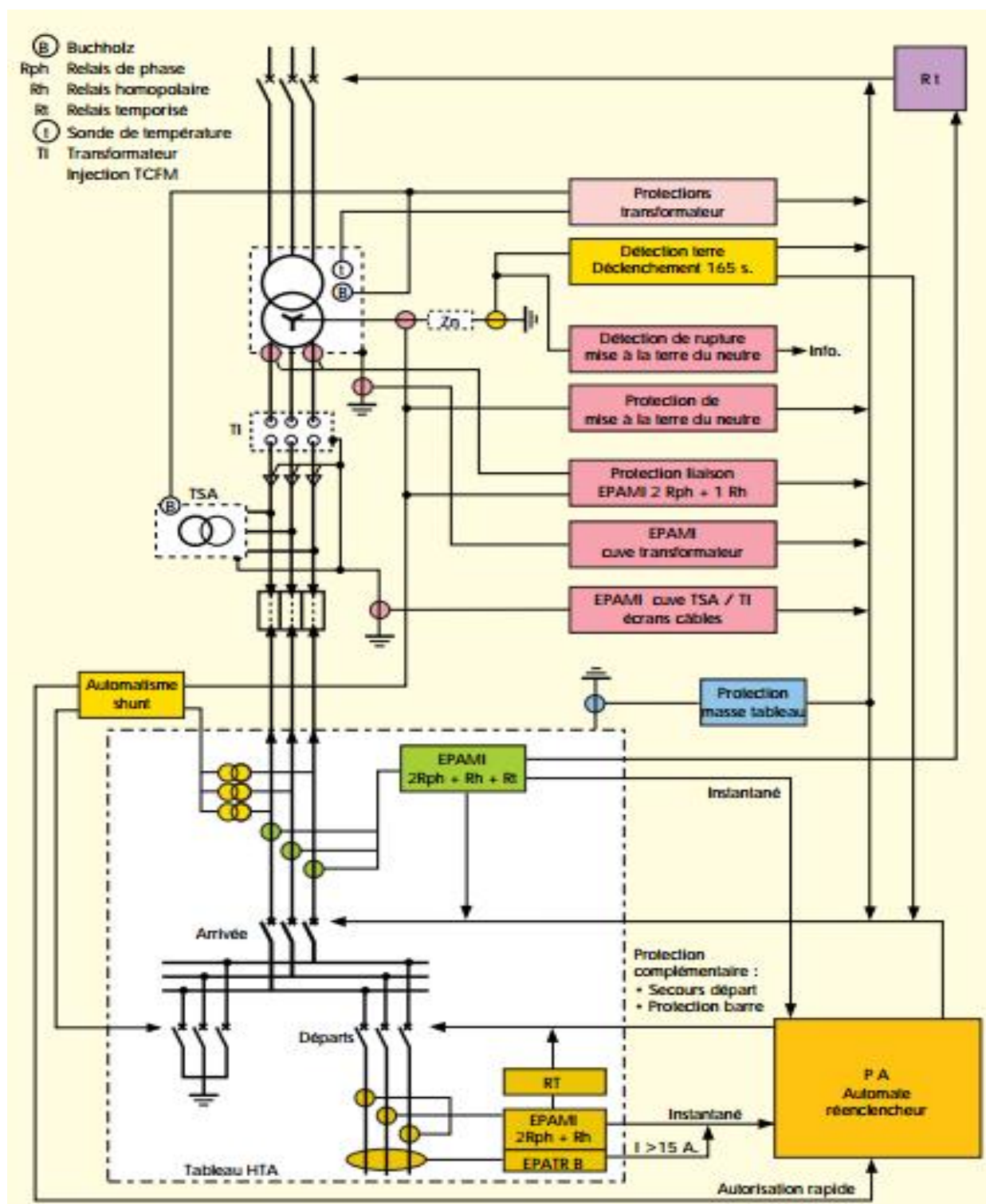
Annexe 4: Structure d'un réseau rural [12]



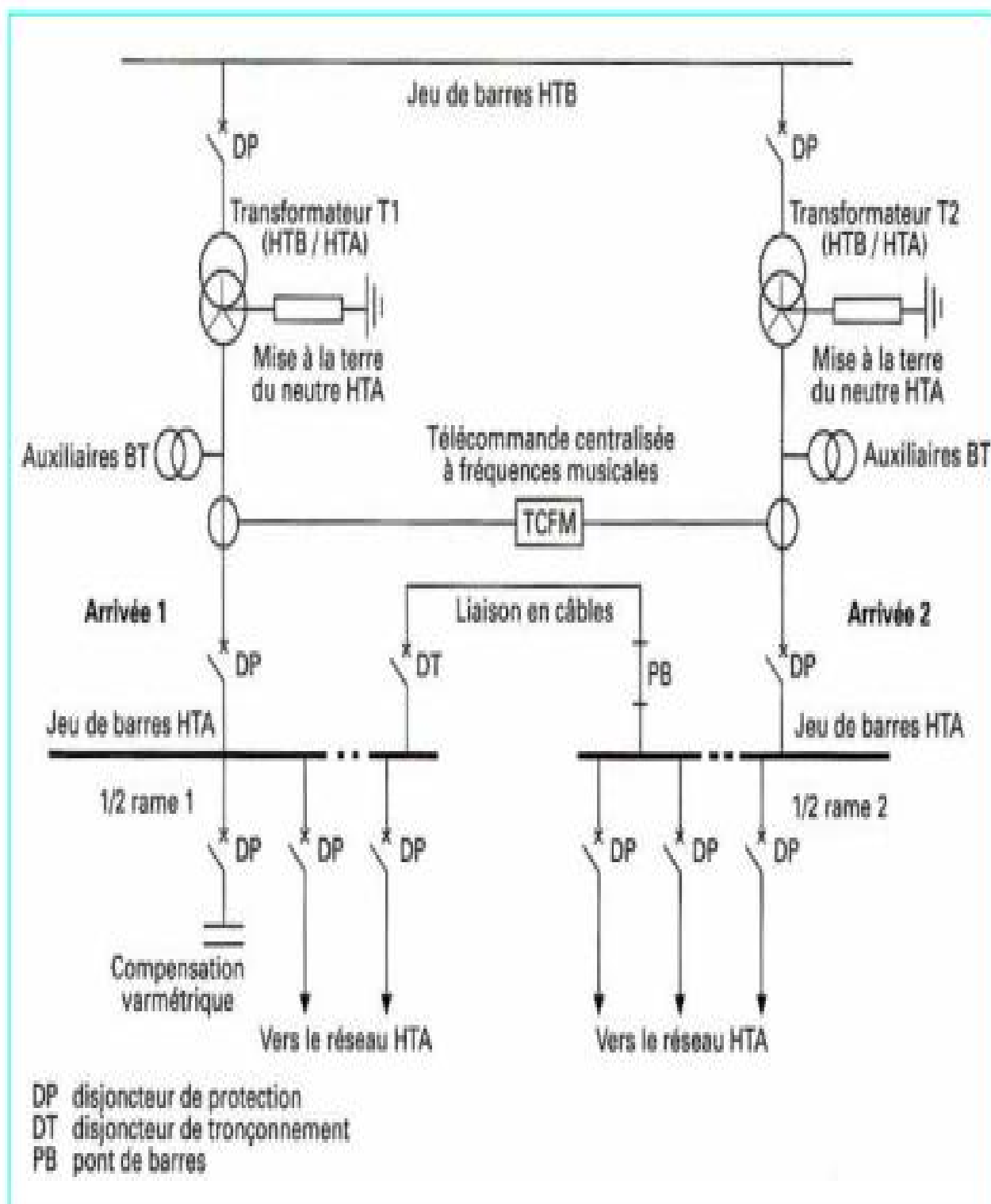
Annexe 5 : Protections des postes HTB/HTA-Palier classique [12]



Annexe 5: Protections des postes HTB/HTA-Palier 86 [12]



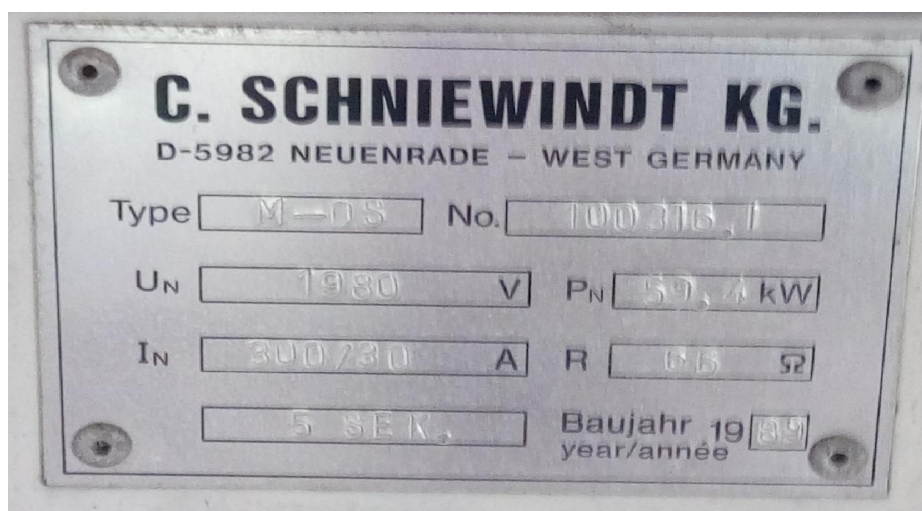
Annexe 6: Schéma général d'un poste source 90 ou 63/20kV/30kV



Annexe 7: Une résistance de mise à la terre brûlée-Magasin CIE/Une ancienne version



Annexe 8: Plaque signalétique d'une RMALT de 66 Ohm.



Annexe 9 : Equipements contrôle commande de départs
HTA/ Rack VIGIPA Merlin Gerin



Annexe 10 : Tableaux HTA



Annexe 11 : Réseau Interconnecté de la Côte d'Ivoire-Version 2016

